

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«___» _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Применение АСМД для мониторинга и диагностики силовых
трансформаторов
тема

| | | |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|
| Руководитель _____ | <u>доцент каф. ЭЭ, к.т.н.</u> | <u>Е.В.Платонова</u> |
| подпись, дата | должность, ученая степень. | инициалы, фамилия |
| Выпускник _____ | | <u>А.С. Стальмаков</u> |
| подпись, дата | | инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер _____ | | <u>И.А. Кычакова</u> |
| подпись, дата | | инициалы, фамилия |

Абакан 2019

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Г. Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Стальмакову Алексею Сергеевичу

фамилия, имя, отчество

Группа 15-1 Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

Электроэнергетика и электротехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Применение АСМД для мониторинга и диагностики силовых трансформаторов

Утверждена приказом по университету № ____ от _____.

Руководитель ВКР Е.В. Платонова, доцент каф. ЭЭ, к.т.н., декан ЭФ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР:

- 1 Анализ технического состояния и повреждаемости силовых трансформаторов
- 2 Затраты на проведение ремонтных работ силовых трансформаторов
- 3 Характеристика систем диагностики и мониторинга трансформаторов
- 4 Анализ результатов диагностики и мониторинга оборудования с использованием АСМД
- 5 Эффективность внедрения АСМД
- 6 Обоснование применения АСМД. Выбор оптимальной комплектации, количества датчиков и мест установки АСМД

Перечень графического материала

1. Анализ графиков динамики параметров
2. Корреляционный и регрессионный анализ данных.
3. Тренды интенсивности импульсов фаз.

Руководитель ВКР

подпись

Е.В. Платонова

инициалы и фамилия

Задание принял к выполнению

подпись

А.С. Стальмаков

инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Применение АСМД для мониторинга и диагностики силовых трансформаторов» содержит 54 страницы текстового документа, 28 рисунков, 3 таблицы, 31 использованный источник, 3 листа графического материала.

МОНИТОРИНГ, ДИАГНОСТИКА, ЧАСТИЧНЫЕ РАЗРЯДЫ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ.

Объект исследования – подстанция «Электрокотельная №1».

Предмет исследования – факторы, влияющие на частичные разряды в силовых трансформаторах.

Цель исследования – анализ применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики состояния силовых трансформаторов систем электроснабжения.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ технического состояния и причин повреждаемости трансформаторов;
- анализ результатов использования автоматизированной системы непрерывного контроля силового трансформатора 2Т подстанции «Электрокотельная №1»;
- обоснование введения систем оценки технического состояния силовых трансформаторов.

В течение проработки проекта были получены следующие результаты:

- ✓ рассмотрены факторы, влияющие на повреждаемость силовых трансформаторов;
- ✓ произведен анализ полученных данных с трансформатора 2Т подстанции «Электрокотельная №1»;
- ✓ выявлены факторы, которые оказывают влияние на параметры, связанные с частичными разрядами;

Практическая значимость: результаты работы могут быть полезными для составления производственного плана.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic «Application of ASMD for monitoring and diagnostics of power transformers» contains 54 pages of a text document, 28 figures, 3 tables, 31 used sources, 3 sheets of graphic material.

MONITORING, DIAGNOSTICS, PARTIAL DISCHARGES, FORECASTING, ANALYSIS.

The object of study - substation «Electricboiler №1».

The subject of research is methods, ways and means of analyzing and evaluating factors influencing partial discharges in power transformers.

The purpose of the study is to analyze the application of an automated system for monitoring and diagnosing the state of power transformers in power supply systems.

To achieve set goal, the following tasks were solved:

- analysis of the technical condition and causes of damage to transformers;
- analysis of the results of the use of an automated system for continuous monitoring of a 2T power transformer at the substation «Electroboiler №1»;
- justification of the introduction of systems for assessing the technical condition of power transformers.

During project development, the following results were obtained:

- ✓ considered factors affecting the damage of power transformers;
- ✓ analysis of the data obtained from the transformer 2T substation «Electroboiler №1»;
- ✓ identified factors that affect the parameters associated with partial discharges;

Practical significance: the application of the results of work for the preparation of the production plan.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1. Анализ технического состояния и повреждаемости силовых трансформаторов | 8 |
| 1.1 Распространённые виды повреждений силовых трансформаторов | 8 |
| 1.2 Методы диагностики силовых трансформаторов | 11 |
| 1.3 Контроль за показаниями измерительных приборов | 13 |
| 1.4 Общие принципы оценки физического износа | 14 |
| 1.5 Анализ повреждаемости внутренней изоляции силовых трансформаторов | 15 |
| 2. Затраты на проведение ремонтных работ силовых трансформаторов .. | 16 |
| 3. Характеристика систем диагностики и мониторинга трансформаторов | 17 |
| 3.1 Автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов | 17 |
| 3.2 Характеристика TDM-M | 19 |
| 3.2.1 Мониторинг параметров трансформатора | 20 |
| 3.2.2 Диагностика технического состояния трансформатора | 21 |
| 3.2.3 Внешние коммуникации системы TDM-M | 22 |
| 3.2.4 Технические средства TDM-M | 22 |
| 3.2.5 Конструктивное исполнение системы | 23 |
| 4. Анализ результатов диагностики и мониторинга оборудования с использованием АСМД | 25 |
| 4.1 Корреляционный анализ данных мониторинга | 36 |
| 4.2 Регрессионный анализ данных мониторинга | 42 |
| 5. Эффективность внедрения АСМД | 45 |
| 5.1 Определение ущербов от аварии на силовых трансформаторах | 45 |
| 5.2 Возможный эффект от применения АСМД | 47 |
| 6. Обоснование применения АСМД. Выбор оптимальной комплектации, количества датчиков и мест установки АСМД | 48 |

| | | |
|-----|---|----|
| 6.1 | Необходимость применения АСМД для силовых трансформаторов.... | 48 |
| 6.2 | Выбор комплектации и количества датчиков | 59 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 51 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 52 |

ВВЕДЕНИЕ

Не секрет, что именно силовые трансформаторы — это основной компонент энергетических систем. Они используются для увеличения и снижения напряжения. У трансформаторов большая надежность, но в сегодняшнем дне отказы, которые приводят к прекращению подачи энергии, становятся нежелательными и не приемлемыми для потребителей, а также и для регуляторов. Дополняется всё это дело большими финансовыми затратами, вопросами безопасности, касающимися отказов и неожиданного прекращения подачи электроэнергии.

Наиболее перспективным средством обнаружения, регистрации и прогнозирования являются автоматизированные системы мониторинга и диагностики (далее АСМД) силовых трансформаторов [13], которые охватывают узлы системы, благодаря большому количеству датчиков, позволяют на ранней стадии выявить начало негативных процессов. Применение АСМД силовых трансформаторов не только поможет оперативному персоналу принимать решения по получаемой информации, но также позволит продлить работоспособность силовых трансформаторов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики состояния (АСМД) силовых трансформаторов систем электроснабжения.

Для достижения цели в работе поставлены следующие задачи:

- анализ технического состояния и причин повреждаемости трансформаторов;
- анализ результатов использования автоматизированной системы непрерывного контроля силового трансформатора 2Т подстанции «Электрокотельная №1»;
- обоснование введения систем оценки состояния силовых трансформаторов.

1 Анализ технического состояния и повреждаемости силовых трансформаторов

1.1 Распространённые виды повреждений силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы — это одно из основных составляющих оборудования: электростанций, подстанций, разных видов преобразовательных устройств и т.д. Различное предназначение, часто связанное с различиями в конструкции, разные условия работы и другие факторы, особенности которых, требуют разного подхода к эксплуатации трансформаторов [26, 27].

При любой эксплуатации трансформаторов, проблемы, возникающие у них, как правило, одинаковы [5, 12, 14, 15]. Уровень эксплуатации силовых трансформаторов определяет возможность раннего обнаружение проявляющихся отклонений, проведения профилактики и качественного ремонта. Следовательно, чем выше уровень эксплуатации, тем меньше проблем происходит с трансформаторами.

Отклонения от нормального режима работы, а также повреждения могут происходить по различным возникающим причинам: несовершенства конструкции, скрытыми дефектами изготовления, нарушениями правил транспортировки, технологии монтажа или правил эксплуатации [26, 27], некачественным ремонтом. Большинство повреждений происходит не сразу, а после длительного воздействия вредного фактора. Вовремя выявленный возникающий дефект позволяет провести работы по предупреждению его развития и продлению тем самым работоспособного состояния трансформатора.

Самый распространенный вид повреждения силовых трансформаторов напряжением 110 кВ [15] является повреждение высоковольтных вводов. В

данный момент в эксплуатации находятся негерметичные и герметичные маслонаполненные вводы, а также вводы с твердой изоляцией.

Слабый узел, подверженный повреждениям, негерметичных вводов это система защиты масла от воздействия влаги. В случае несвоевременной замены силикагеля, масло увлажняется, что приводит к ухудшению его изоляционных характеристик, что может привести к возникновению частичных разрядов в масле. Из-за этого на поверхности бумажной изоляции образовывается «ползущий» разряд: от одной или разных исходных точек поврежденной поверхности изоляции расползаются прожоги, образуя сложный рисунок, похожий на дерево, ослабляя при этом поверхность изоляции. При сближении «ползущего» разряда и заземленной части возникает пробой с происхождением короткого замыкания. Похожее повреждение также может возникнуть, если при ремонте ввода была недостаточно просушена бумажная изоляция.

Герметичные вводы более надежны, чем негерметичные. Также как в негерметичных, в герметичных вводах может иметь место нарушение герметичности. Произойти это может в зоне крепления верхней контактной шпильки. Возникает данное явление вследствие неправильной сборки узла, превышения создаваемого гибким спуском радиального усилия над расчетным значением и т.д. При не плотностью герметизации влага из атмосферы может просачиваться в масло, создавая увлажнение изоляции трансформатора, что в свое время ведет к нарушению.

Также распространенным видом повреждений является повреждение устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Нарушения могут происходить от неправильной регулировки контактов, а следовательно, и образования на контактах пленки окиси при редких переключениях и несвоевременных профилактических работах устройства, так же при нарушении в кинематической схеме.

Контактор устройства РПН также может повреждаться вследствие несвоевременной замены трансформаторного масла. Время срабатывания

вспомогательных и дугогасящих контактов контактора при переключении исчисляется десятыми долями секунды. Если масло в контакторе утратит или потеряет свои дугогасящие свойства, то процесс гашения дуги затянется и соседние отпайки регулировочной обмотки трансформатора могут быть замкнутыми не через дугогасящий резистор, а через электрическую дугу, что приводит к тяжелым авариям с искажением свойств обмоток трансформатора. Ещё к повреждениям устройств РПН может привести загрязнение или увлажнение в изоляции деталей, либо изготовление этих деталей с нарушением технической документации, ослабление креплений и т.д.

Самые тяжелые последствия происходят из-за повреждения обмоток и главной изоляции трансформаторов. Плохо просушенные изоляции, загрязненное или влажное трансформаторное масло вызывают местное ослабление твердой изоляции с возникновением «ползущего» разряда или без него с последующим пробоем. Также несоблюдение размеров (между листами электрокартона и др.), места слабо намотанной изоляции, нарушения работы системы охлаждения, частые и высокие перегрузки трансформатора по току и напряжению и т.д. могут привести к аварии.

В связи с множеством причин и различным тяжелым последствиям от повреждений витковой и главной изоляции в работе трансформаторов принято уделять наибольшее внимание.

Так как происходит рост энергетических мощностей, растут и мощности короткого замыкания (КЗ). Поэтому из-за роста КЗ, а также при ослабленной изоляции обмоток их электродинамическая стойкость может оказаться недостаточной к воздействию внешних КЗ. А затем при происхождении внешних КЗ обмотка может деформироваться или разрушиться, хотя ее изоляция была до этого в хорошем состоянии.

И, последнее, большое влияние на общую работоспособность трансформатора оказывают вспомогательные узлы и устройства. К примеру, в трансформаторное масло, из-за повреждения маслонасоса, могут попасть металлические частицы и другие примеси. При нарушении резиновых и

других уплотнений в трансформаторное масло попадает влага. Поломка стрелочного масло-указателя приводит к тому, что масло может достигнуть недопустимого уровня (min) или (max) и т.д.

Краткий обзор различных повреждений, расположенный выше, показывает, что в большинстве случаев они развиваются постепенно. Поэтому, если, верно, составить план работы по проверке состояния трансформаторов, возникающие дефекты можно выявить до того момента, как будет превышена некая критическая точка. Тогда можно будет отключить и вывести трансформатор в ремонт, предотвратив возникновение аварии или отказа до их возникновения, а также не допустить недоотпуск электроэнергии, снизить время и расходы на ремонт оборудования.

1.2 Методы диагностики силовых трансформаторов

Вместе с появлением закрытых масляных трансформаторов возникла проблема контроля их состояния [14]. Для осмотра внутреннего узла необходимо было отключить трансформатор, слить масло, произвести ревизию и залить масло, что следовало выполнять, строго следуя правилам, иначе перед включением требовалась бы ещё и сушка трансформатора. В самом начале массового использования масляных трансформаторов ремонты со вскрытием требовалось производить очень часто, поэтому из-за связанных с этим неудобств пришлось находить методы контроля, не требующие вскрытия и слива масла. К тому же оказалось, что частое вскрытие трансформатора без особой на то нужды повышает вероятность его повреждения.

Сейчас, по инструкциям заводов-изготовителей капитальные ремонты силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должны производиться в первый раз не позже, чем через 12 лет после включения в эксплуатацию, при этом должны учитываться результаты профилактических

испытаний, а дальше по мере необходимости и в зависимости от результатов измерений и состояния трансформаторов.

Диагностика — это система мероприятий, проводимых с помощью различных технических средств для проверки и оценки состояния трансформаторов [3, 6, 7].

Чтобы провести диагностику необходимы простейшие механические, физические, визуальные, химические и другие способы контроля состояния, а также их комбинации. Так, увлажнение трансформаторного масла может быть обнаружено по изменению цвета индикаторного силикагеля и (или) путем химического анализа. О частичных разрядах в масле или твердой изоляции может свидетельствовать непосредственное измерение с помощью индикатора частичных разрядов, либо анализ растворенных в масле газов. Часто применяют самый простой метод из всех обнаружения дефектов, но если требуется уточнить место или характер возникшей проблемы, то могут провести сложный анализ.

Контроль состояния трансформатора — это огромный комплекс проверок. Он начинается еще при изготовлении. Там проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, а также качество сборки. Готовый трансформатор проходит комплексную проверку, на испытательной станции которая находится сразу на заводе-изготовителя. Она оснащена всеми необходимыми средствами диагностики и позволяет на месте проверить все параметры.

Когда трансформатор перевозят, то осуществляют контроль за его герметичностью и за наличием ударов или механических усилий. Когда трансформатор прибывает на место контроль не прекращается. Контроль необходим при хранении и в процессе монтажа и наладки трансформатора в соответствии с руководящими техническими материалами «Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию» [30]. Когда монтаж завершен, трансформатор испытывается с

целью диагностики состояния перед вводом в эксплуатацию в полном объеме, описанного «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ) [26].

1.3 Контроль за показаниями измерительных приборов

«Правила технической эксплуатации» [27] устанавливают обязательную периодичность осмотра трансформаторов. Так, например, персонал должен осматривать трансформаторы в определенный промежуток времени, а именно от 1 дня до 1 месяца. Но показания измерительных приборов, которые устанавливают на трансформаторе, могут снимать показания намного чаще (один раз в 3 часа или даже каждые 10 минут), если существует надобность предельно исследовать узел или какой-то участок системы.

Стоит заметить, что сами по себе приборы, установленные на трансформаторе, еще не позволяют судить о его состоянии. Но именно они помогают своевременно выявить перегрузки по току или по напряжению. «Правила технической эксплуатации» [27], соответствующие стандарты и инструкции завода-изготовителя [10, 11, 15, 25] указывают допустимые превышения напряжения и тока над номинальными значениями, а также допустимую длительность их воздействия на трансформатор. Примером может послужить то, что для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677—65 [11], допускается длительное превышение напряжения сверх номинального на 5 % при номинальной нагрузке. А при малой нагрузке (не превышающей 25 % от номинальной) допускается длительная работа этих трансформаторов с повышенным напряжением до 10 %.

Для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65 [11] и ГОСТ 11677-75 [29], при аварийных режимах может допускаться кратковременная перегрузка по току в пределах:

| | | | | | |
|------------------------------|----------|----|----|----|-----|
| Перегрузка по току, % |30 | 45 | 60 | 75 | 100 |
| Допустимая длительность, мин |120 | 80 | 45 | 20 | 10 |

При периодическом осмотре устройств РПН необходимо обращать внимание на соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления, а также на разных фазах устройства. При внешнем осмотре трансформаторов нужно осмотреть все имеющиеся на нем измерительно-контрольные средства, так как они могут информировать о появлении какой-то неисправности или об опасности возникновения дефекта.

При каждом осмотре трансформатора необходимо проверять и записывать показания о температуре масла. При повышенной температуре, нужно узнать причины и принять меры к тому, чтобы убрать неисправности. Для начала нужно проверить систему охлаждения трансформатора. Однако если там неисправностей не обнаружено, то повышение температуры масла в большинстве случаев информирует о возникновении внутренних повреждений в трансформаторе например: образовании короткозамкнутого контура, увеличении сопротивления в контактных соединениях, уменьшении расстояния масляных каналов из-за разбухания изоляции, попадания в канал постороннего предмета, увлажнения масла и т.д. В любом случае длительная работа силового трансформатора с повышенной температурой масла недопустима.

Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора, то решение о том какие действия будут применяться к трансформатору принимается: руководством электростанции, предприятия электросетей, службой главного энергетика промышленного предприятия. При обнаружении внутреннего повреждения (выделение газа и пр.) трансформатор должен быть немедленно отключен обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала [26, 27].

1.4 Общие принципы оценки физического износа

По статье [1], в соответствии с пунктом 7 методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 №1401 [8]) (далее – Методика) для определения показателя технического состояния объектов электроэнергетики используется величина физического износа, проявляемого в формах механического износа, коррозии и усталости металлов, деформации и разрушения, изменения физико-химических свойств вещества. Физический износ представляет собой величину, обратную индексу технического состояния и определяется по формуле.

$$\text{Износ} = 1 - \text{ИТС},$$

где ИТС – индекс технического состояния.

ИТС рассчитывается в соответствии с «Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей и определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование/группы оборудования», которая утверждена приказом Министерства Энергетики России от 26.07.2017 № 676. [2]

1.5 Анализ повреждаемости внутренней изоляции силовых трансформаторов

В эксплуатации силовых трансформаторов важно не допустить возникновения дефектов во внутренних узлах трансформаторов, которые со временем могут привести к повреждению оборудования. Как разобрали выше, основной причиной отказов маслонаполненного оборудования является снижение электрической прочности во внутренней изоляции. Всевозможные повреждения трансформаторов приводят как к ухудшениям качества электроснабжения потребителей, так и крупным авариям.

Заметим, что происходит возрастание повреждаемости трансформаторов с ростом класса напряжения и действует данная тенденция во всех временах их эксплуатации. Повреждаемость силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и 220 кВ намного возрастает с увеличением их номинальной мощности.

Повреждаемость трансформаторов увеличивается уже после 12 – 17 лет эксплуатации. Один из самых повреждаемых узлов трансформаторов это главная изоляция, на которую приходится 12 – 13% повреждений. Нарушение электрической прочности в главной изоляции происходит в результате пробоя первого масляного канала вблизи обмотки высшего напряжения. Это обусловлено тем, что в маслостойкой изоляции наибольшая напряжённость электрического поля наблюдается в масляном канале. Пробой масляного канала представляет собой частичный разряд далее (ЧР) интенсивностью порядка 10^{-8} Кл и более. Такая интенсивность ЧР приводит к необратимым повреждениям твердой изоляции в виде черных ветвистых побегов [18, 19]. В силу этого в качестве критерия нарушения электрической прочности принимается пробой масляного канала. Причём повреждения главной изоляции обусловлены обратимыми факторами: увлажнением, загрязнением и образованием продуктов старения масла. А это значит, что при достаточном наблюдении за этими факторами можно избежать большинства повреждений силовых трансформаторов.

2. Затраты на проведение ремонтных работ силовых трансформаторов

Средние затраты, на текущий ремонт силового трансформатора напряжения 110кВ, равны 15275 руб. на материалы. 7396 руб. рассчитано на заработную плату. Не учитываются случаи, когда необходимо произвести сложный ремонт с затратами, превышающими смету.

Для примера, ремонт силового трансформатора напряжения 35кВ. Сумма затрат на материалы для текущего ремонта составляет 5241 руб., а заработная плата 5100 руб. без случаев, увеличивающих время и количество работы.

Если же произошло отключение трансформатора из-за аварии, то по данным источника [28] удельный ущерб от аварии происходящей длительное время при выходе силовых трансформаторов подстанции целевого назначения составит от 38,48 руб/кВт до 5032,62 руб/кВт, в зависимости от потребителей. То есть при мощности подстанции 100 МВА убытки могут составить – от 39 млн. рублей, до 5000 млн. рублей.

Также в источнике [28] показано, что капитальный ремонт силового трансформатора ТРДЦН 63000/110/10/10 составляет около 1000 тыс. рублей, в то время, когда диагностика его технического состояния составит всего лишь в пределах 100 - 120 тыс. рублей, т.е. в 10 раз меньше. Стоимость нового силового трансформатора данной мощности находится в пределах 30 млн. рублей.

3. Характеристика систем диагностики и мониторинга трансформаторов

3.1 Автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов

На сегодняшний день наибольшей эффективностью в предупреждении аварий силовых трансформаторов систем электроснабжения обладают АСМД, использующие комплекс датчиков, реагирующих на максимально возможное число видов развивающихся дефектов и проблем при работе [31].

Основное назначение АСМД — это выявление на ранней стадии развития опасных для силовых трансформатора дефектов без его отключения. АСМД применяются уже продолжительное время.

Широкое применение нашли такие зарубежные АСМД силовых трансформаторов, как система TPAS (США), система компании «Siemens» (Германия) и система ABB Secheron (Швейцария). Системы АСМД рассчитаны как на новые трансформаторы, так и на работающие длительное время. Во втором случае они по

Компания «Alstom Schorch Transformatoren» представила сведения об АСМД типа MS 2000 для трансформаторов мощностью более 100 МВА и типа MS 1000 для трансформаторов мощностью от 10 до 100 МВА [31].

А компания «Siemens» поставляет систему непрерывного контроля состояния Sitram+ на базе вычислительной системы Sitnatic, получающей сигналы от датчиков, установленных на трансформаторе, производящей обработку, анализ и визуализацию данных измерений. Такая система обеспечивает обнаружение дефектов в трансформаторе на ранней стадии и извещение об этом на пульте управления. Применение системы позволяет перейти к системе ухода за трансформатором по его состоянию, что снижает эксплуатационные расходы [31].

Разработки АСМД силовых трансформаторов проводятся также в России и странах СНГ [31]. Примером может послужить система TDM, предназначена для непрерывного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов. Эта система позволяет собирать и анализировать параметры состояния основных подсистем трансформатора. Для формирования оперативного диагноза в данной системе анализируются:

- состояние изоляции маслонаполненных вводов;
- состояние изоляции трансформатора;
- регистрация перенапряжений и токовых воздействий на обмотки;
- вибрационные процессы магнитопровода и обмоток
- температурный режим работы системы охлаждения;
- регистрация работы защитных систем трансформатора.

Датчики системы TDM устанавливаются на трансформатор и не ограничивают его функционал, а также не влияют на конструктивное исполнение.

ПАО «МРСК Сибири» «Хакасэнерго», приобрело одну систему ТДМ-М для установки на трансформатор 2Т подстанции «Электрокотельная №1» Саяногорского РЭС. В выпускной квалификационной работе была произведена оценка эффективности работы системы ТДМ-М. Работа выполнялась на основании письма заказа ПАО «МРСК Сибири» «Хакасэнерго».

3.2 Характеристика TDM-M

Оценка эффективности системы ТДМ-М компании «Dimrus» производилась по результатам системы с 22.12.2018 по 06.05.2019. На рисунке 1 представлена минимальная комплектация системы ТДМ-М. [20, 21, 22].



Рисунок 1 - Комплектация системы TDM-M

TDM-M - система диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 ÷ 330 кВ

Стационарная система марки Transformer Diagnostics Monitor, далее (TDM-M) предназначена для организации диагностического мониторинга силовых трансформаторов 100÷330 кВ. Именно эти трансформаторы являются наиболее массовыми в сетевых предприятиях, но в силу ряда причин они обычно не имеют средств оперативного контроля и диагностики дефектов под рабочим напряжением.

Система TDM-M сочетает в себе средства эффективного мониторинга и комплексный подход к диагностике состояния силовых трансформаторов. Система TDM-M является сравнительно простым, функционально законченным и эффективным программно-техническим комплексом.

3.2.1 Мониторинг параметров трансформатора

При помощи системы TDM-M:

- Осуществляется контроль состояния изоляции силового трансформатора на основании измерения и анализа частичных разрядов. Проводится определение типа дефекта и оценка степени его опасности.
- Контролируется состояние высоковольтных вводов трансформатора с изоляцией бумага – масло или с RIP изоляцией. Это делается на основании контроля емкости ввода C_1 и тангенса угла потерь. В зависимости от схемы включения в приборе производится расчет абсолютного или относительного тангенса потерь.
- Расчетным путем определяется температура наиболее нагретой точки обмотки, что позволяет оценивать ресурс изоляции обмоток.
- Определяется эффективность работы системы охлаждения на основании использования упрощенной адаптивной тепловой модели.
- Проводится оценка технического состояния конструкции трансформатора на основании анализа сигналов с датчиков вибрации,

установленных на баке. Уровень и спектральный состав вибрационных сигналов позволяет оценивать общее состояние элементов конструкции и качество прессовки активных элементов трансформатора.

- Контролируется техническое состояние устройства РПН трансформатора, для чего к системе TDM-M дополнительно подключается внешний интеллектуальный датчик марки LTC-Monitor. Для подключения используется дополнительный интерфейс RS-485.

3.2.2 Диагностика технического состояния трансформатора

Для реализации функции оценки технического состояния и диагностики дефектов в программное обеспечение TDM-M входит экспертная диагностическая система INVA, устанавливаемая на компьютере АРМ-Мониторинг.

Параметрическая диагностика. [27] Контроль значений критических параметров трансформатора осуществляется в три этапа:

1. Производится проверка текущих значений критических параметров трансформатора на превышение допустимых значений – пороговая диагностика.

2. Анализируется появление скачкообразных изменений параметров трансформатора, происходящих непосредственно в момент возникновения дефектного состояния или предпосылок к нему.

3. Рассчитывается скорость изменения параметров за интервал времени – производится расчет тренда. Появление таких изменений говорит о наличии в трансформаторе медленно развивающихся дефектных состояний.

Диагностика на основании математических моделей подсистем трансформатора.

4. Измеренные значения параметров трансформатора используются для работы встроенных математических моделей. На основании работы этих моделей производится более углубленная диагностика дефектных состояний

трансформатора. Для учета особенностей работы различных трансформаторов параметры математических моделей являются адаптивными.

5. Совместное использование трендов изменения параметров трансформатора с адаптивными математическими моделями позволяет выполнять прогнозирование качественных, количественных и временных изменений параметров трансформатора.

3.2.3 Внешние коммуникации системы TDM-M

Информация о текущем техническом состоянии трансформатора индицируется при помощи сигнальных и статусных реле, а также в виде светофоров технического состояния.

Результаты работы TDM-M по протоколу МЭК 61850 передаются в систему АСУ-ТП предприятия, энергосистемы и т.д. На всех этих уровнях можно получить и просмотреть любую информацию о трансформаторе.

3.2.4 Технические средства TDM-M

К измерительному прибору системы TDM-M может быть подключено от 8 (min) до 16 (max) датчиков [25]. Чем больше первичных датчиков – тем выше информативность:

- Три устройства присоединения DB-2 устанавливаемые на измерительных выводах вводов трансформатора. При помощи DB-2 производится измерение токов проводимости вводов и частичных разрядов.
- Три (минимум один) датчика марки IFCT-5A, предназначенные для измерения тока нагрузки трансформатора. Они устанавливаются в цепях измерительных ТТ.
- Высокочастотный трансформатор тока в цепи нейтрали первичной обмотки трансформатора для регистрации импульсов частичных разрядов.

- Три (минимум один) датчика вибрации, монтируемые на поверхности бака трансформатора. С их помощью контролируется техническое состояние конструкции трансформатора.

- Два (минимум один) термопреобразователя, монтируемые на верхней и нижней части бака трансформатора. Значение температуры используется в математической модели системы охлаждения трансформатора.

- Датчики измерения температуры и влажности окружающей среды.

- Датчик LTC-Monitor для контроля состояния устройства РПН трансформатора (опция).

- Прибор контроля растворенных газов в масле трансформатора (опция). Использование информации от такого прибора параллельно с анализом частичных разрядов в баке трансформатора повышает достоверность работы диагностических алгоритмов.

В зависимости от решаемых задач, поставленных перед системой мониторинга, выбирается количество первичных датчиков, монтируемых на трансформаторе.

3.2.5 Конструктивное исполнение системы

Конструктивно измерительный прибор системы TDM-M выполнен в виде законченного модуля размером 240*180*50 мм. Соединительные кабели от датчиков могут быть подключены непосредственно к прибору.

Измерительный прибор системы мониторинга, как и все датчики, рассчитан на работу в индустриальном диапазоне внешних температур.

Если предполагается эксплуатация системы мониторинга при более низких окружающих температурах, максимально до -60 градусов, то в шкафу системы мониторинга необходимо устанавливать дополнительный нагреватель.

Прибор системы мониторинга при помощи встроенного датчика постоянно измеряет температуру внутри корпуса прибора, а при помощи

специального внутреннего реле он может управлять работой нагревателя автоматически, в зависимости от температуры.

Шкаф системы TDM-M благодаря расширенному температурному рабочему диапазону измерительного прибора и датчиков монтируется обычно в непосредственной близости с контролируемым трансформатором, или даже на самом баке трансформатора.

Такой монтаж позволяет уменьшить длину соединительных кабелей от датчиков, т.е. уменьшить влияние вредных помех и повысить чувствительность работы системы.

Технические данные системы мониторинга TDM-M приведены в таблице 1:

Таблица 1 - Технические данные TDM-M

| No | Параметр | Значение |
|----|--|-----------------|
| 1 | Рабочее напряжение ВН трансформатора, кВ | 110 и более |
| 2 | Количество контролируемых вводов | 3 |
| 3 | Диапазон токов проводимости вводов, мА | 5 ÷ 30 |
| 4 | Количество каналов измерения частичных разрядов | 4 |
| 5 | Частотный диапазон измеряемых частичных разрядов, МГц | 0,1 ÷ 20,0 |
| 6 | Интерфейс связи с системой АСУ-ТП по RS-485 | Витая пара |
| 7 | Диапазон рабочих температур системы, без подогрева, град | -40 ÷ +60 |
| 8 | Напряжение питания системы, В | AC/DC 120 ÷ 260 |
| 9 | Потребляемая мощность, Вт | 50 |
| 10 | Габаритные размеры монтажного шкафа, мм | 400*500*200 |

Данные характеристики и комплектующие позволяют сделать выбор оптимального количества датчиков, которые нужны для съема данных о диагностике и мониторинге силовых трансформаторов. Данные позволяют провести анализ и на основе результатов сделать выводы о изменении графиков ППР.

4. Анализ результатов диагностики и мониторинга оборудования с использованием АСМД

Система TDM-M, поставлена на трансформатор 2Т на подстанции Саяногорского РЭС «Электростанция №1». Трансформатор ТИП ТРДН-25000/110-66. Технические характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики трансформатора 2Т

| Характеристики трансформатора ТРДН-25000/110-66 | | Значение | |
|---|------------|----------|-------|
| Номинальная мощность кВА | обмотка ВН | 25000 | |
| | обмотка НН | 12500 | |
| Мощность при отключенном дутье, кВА | | ВН | 17000 |
| | | НН | 8500 |
| Схема и группа соединения обмоток | | | |
| Номинальная частота, Гц | | 50 | |
| Вид переключения ответвлений | | РПН | |
| Способ охлаждения | | Д | |
| Напряжение короткого замыкания, % | | 10,68 | |
| Потери короткого замыкания, кВт | | 121,81 | |
| Потери холостого хода, кВт | | 32,7 | |

Данная система была поставлена 18.10.2018 года и за время работы зарегистрировала в программе системы контроля изоляции (SKI) версии 4.35, 1593 замеров системы диагностики TDM-M. Мониторинг ведется каждые 3 часа. Последний замер был сделан 06.05.2019 года. в 12:00 ч.

По причине того, что программа была откалибрована только 19.12.2018 года, делаем выборку данных с 22.12.2018 по 06.05.2019 года. Итого замеров получилось 1074, анализ которых мы проведем ниже.

Данные, которые регистрируют датчики, разделяются на категории:

PD параметры (параметры ЧР), параметры вводов и общие параметры. Среди этих параметров есть такие как интенсивность импульсов (ЧР) которая измеряется в мВт, влажность в %, температура вводов, равная температуре

трансформатора в верхней точке, температура в нижней точке и температура воздуха.

Эти параметры позволяют построить динамику изменения величин в течении определенного периода времени.

Параметры ЧР, представленные на рисунке 2, регистрируют три устройства присоединения DB-2 и высокочастотный трансформатор тока в цепи нейтрали. Самые главные измерения это: интенсивность ЧР, амплитуда ЧР и суммарное число импульсов.

| PD параметры | | |
|-------------------------------------|--|---------|
| | Параметр | Единицы |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Интенсивность импульсов (PDI) | мВт |
| <input type="checkbox"/> | Скорость изменения интенсивности (PDI_t) | раз/год |
| <input type="checkbox"/> | Амплитуда импульсов (Q02) | мВ |
| <input type="checkbox"/> | Скорость изменения амплитуды (Q02_t) | раз/год |
| <input type="checkbox"/> | Суммарное число импульсов (SumPD) | Имп/с |
| <input type="checkbox"/> | Скачок интенсивности (PDI_i) | % |
| <input type="checkbox"/> | Скачок амплитуды (Q02_i) | % |

Рисунок 2 - PD параметры (параметры ЧР)

На рисунках 3,4 представлены параметры вводов, которые так же регистрируют устройства DB-2 и термопреобразователь, который находится в верхней части трансформатора. Среди этих параметров важные параметры для наблюдения это емкость вводов, которая измеряется в пФ, температура вводов и тангенс.

| Параметры вводов | | |
|--------------------------|--|---------|
| | Параметр | Единицы |
| <input type="checkbox"/> | Амплитуда U _{in} (U _{in}) | % |
| <input type="checkbox"/> | Фаза U _{in} (Фаза U _{in}) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Температурный коэффициент U _{in} (KT) | |
| <input type="checkbox"/> | Фаза температурного коэффициента (Фаза KT) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Скорость изменения U _{in} (Ск.изм.) | %/год |
| <input type="checkbox"/> | Температура (T) | °C |

Рисунок 3 - Параметров вводов часть 1

| | | |
|--------------------------|--------------------------------------|-----|
| <input type="checkbox"/> | Исходная амплитуда А (Исход. ампл.А) | мА |
| <input type="checkbox"/> | Исходная амплитуда В (Исход. ампл.В) | мА |
| <input type="checkbox"/> | Исходная амплитуда С (Исход. ампл.С) | мА |
| <input type="checkbox"/> | Емкость ввода А (Емкость А) | пФ |
| <input type="checkbox"/> | Емкость ввода В (Емкость В) | пФ |
| <input type="checkbox"/> | Емкость ввода С (Емкость С) | пФ |
| <input type="checkbox"/> | Тангенс фазы А (Тангенс А) | % |
| <input type="checkbox"/> | Тангенс фазы В (Тангенс В) | % |
| <input type="checkbox"/> | Тангенс фазы С (Тангенс С) | % |
| <input type="checkbox"/> | Сдвиг фазы В (Сдвиг фазы В) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Сдвиг фазы С (Сдвиг фазы С) | гр. |

Рисунок 4 - Параметров вводов часть 2

Общие параметры, рисунки 5, 6, 7 регистрируются датчиками марки IFCT-5A, датчиками вибрации, датчиками измерения температуры и влажности окружающей среды и термопреобразователями. Влажность воздуха - одно из важнейших наблюдений, так как связано с интенсивностью ЧР в прямой зависимости. Так же важные параметры для наблюдения — это температура воздуха и нагрузка.

| Общие параметры | | |
|--------------------------|-------------------------------|--------|
| | Параметр | Единиц |
| <input type="checkbox"/> | Ток нагрузки А (Ток нагр.А) | А |
| <input type="checkbox"/> | Ток нагрузки В (Ток нагр.В) | А |
| <input type="checkbox"/> | Ток нагрузки С (Ток нагр.С) | А |
| <input type="checkbox"/> | Фаза тока А (Ф.тока А) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Фаза тока В (Ф.тока В) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Фаза тока С (Ф.тока С) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Влажность (Н) | % |
| <input type="checkbox"/> | Температура ВСМ (Т ВСМ) | °С |
| <input type="checkbox"/> | Температура НСМ (Т НСМ) | °С |
| <input type="checkbox"/> | Температура воздуха (Т.возд.) | °С |

Рисунок 5 - Общие параметры часть 1

| | | |
|--------------------------|---|-----|
| <input type="checkbox"/> | Рабочий ток (Ток) | А |
| <input type="checkbox"/> | Нагрузка (Нагрузка) | % |
| <input type="checkbox"/> | Небаланс тока нагрузки (Небаланс) | % |
| <input type="checkbox"/> | Фаза тока нагрузки (Фаза нагрузки) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | Ток нейтрали (Ток нейтрали) | А |
| <input type="checkbox"/> | Фаза тока нейтрали (Фаза тока нейтрали) | гр. |
| <input type="checkbox"/> | СКЗ Вибрация №1 1кГц (СКЗ V1 1кГц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | СКЗ Вибрация №1 1-2кГц (СКЗ V1 1-2кГц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | СКЗ Вибрация №2 1кГц (СКЗ V2 1кГц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | СКЗ Вибрация №2 1-2кГц (СКЗ V2 1-2кГц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | СКЗ Вибрация №3 1кГц (СКЗ V3 1кГц) | мм/ |

Рисунок 6 - Общие параметры часть 2

| | | |
|--------------------------|------------------------------|-----|
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №2,250Гц (V2,250Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №3,250Гц (V3,250Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №1,300Гц (V1,300Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №2,300Гц (V2,300Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №3,300Гц (V3,300Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №1,350Гц (V1,350Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №2,350Гц (V2,350Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №3,350Гц (V3,350Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №1,400Гц (V1,400Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №2,400Гц (V2,400Гц) | мм/ |
| <input type="checkbox"/> | Вибрация №3,400Гц (V3,400Гц) | мм/ |

Рисунок 7 - Общие параметры часть 3

Выбирая нужные параметры можно построить необходимые графики динамики, на которых отобразятся данные по каждому измерению, либо усредненные данные каждых Nx измерений. Усреднение, представленное на рисунках 8, 9, 10 помогает сгладить график при необходимости наблюдения за общей тенденцией.

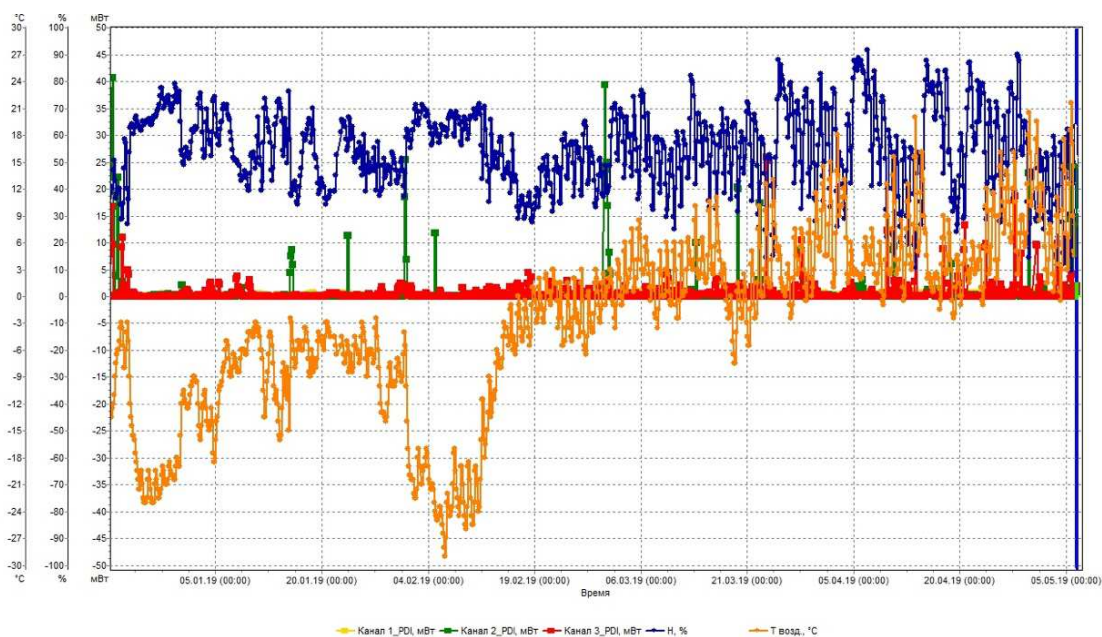


Рисунок 8 - усреднение по 2 ближайшим значениям

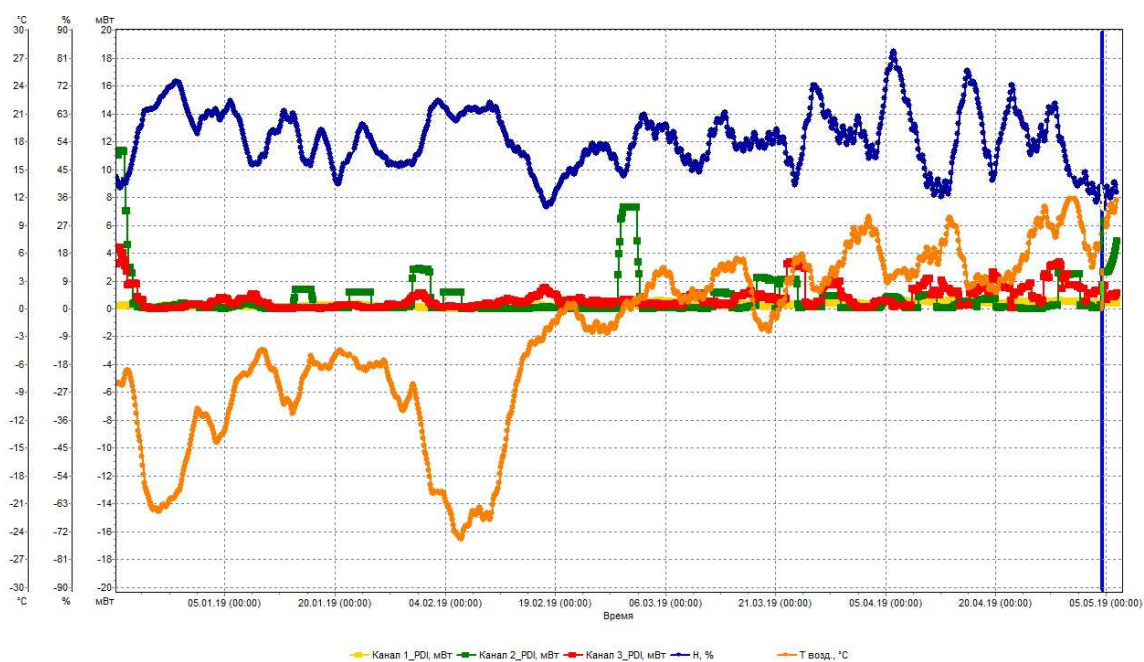


Рисунок 9 - усреднение по 20 ближайшим значениям

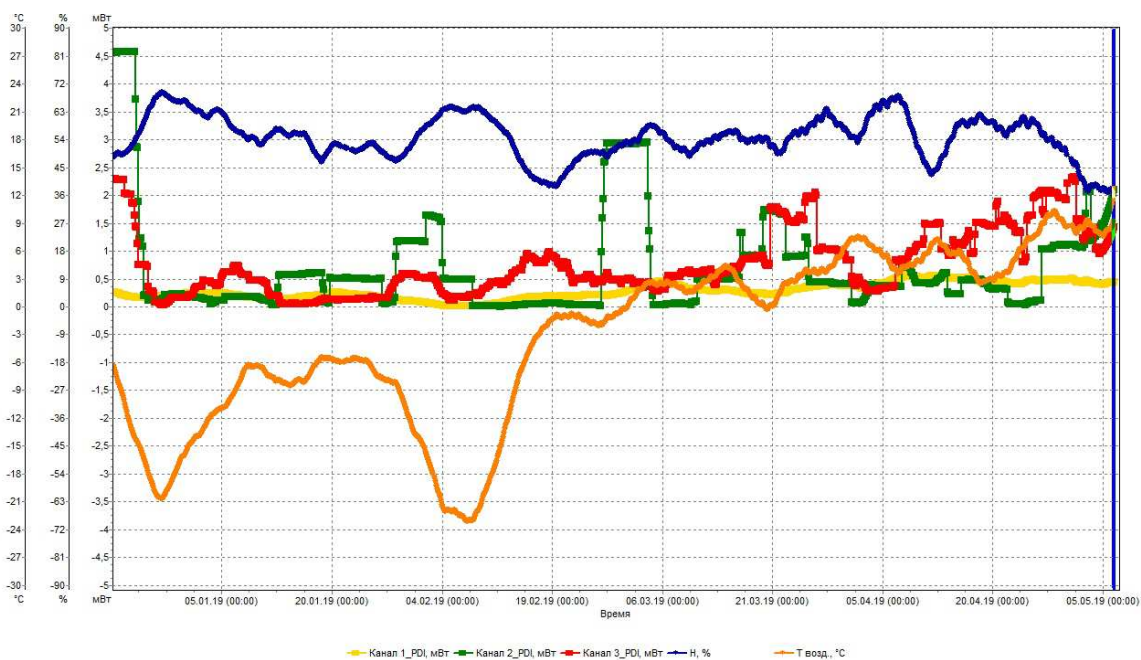


Рисунок 10 - усреднение по 50 ближайшим значениям

По выбранным данным строятся двумерные графики зависимости значений измеряемых параметров от времени (Тренд) и распределение параметров по каналам текущего замера (график замера) представленные на рисунках 11-22.

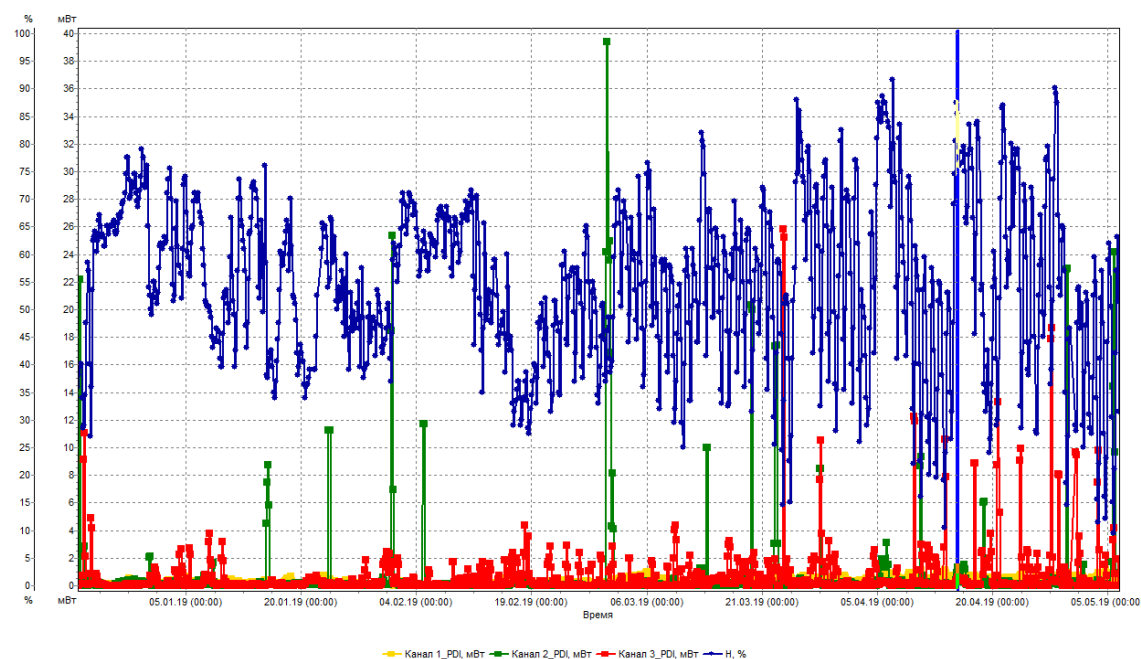


Рисунок 11 - Динамика влажности и интенсивности импульсов

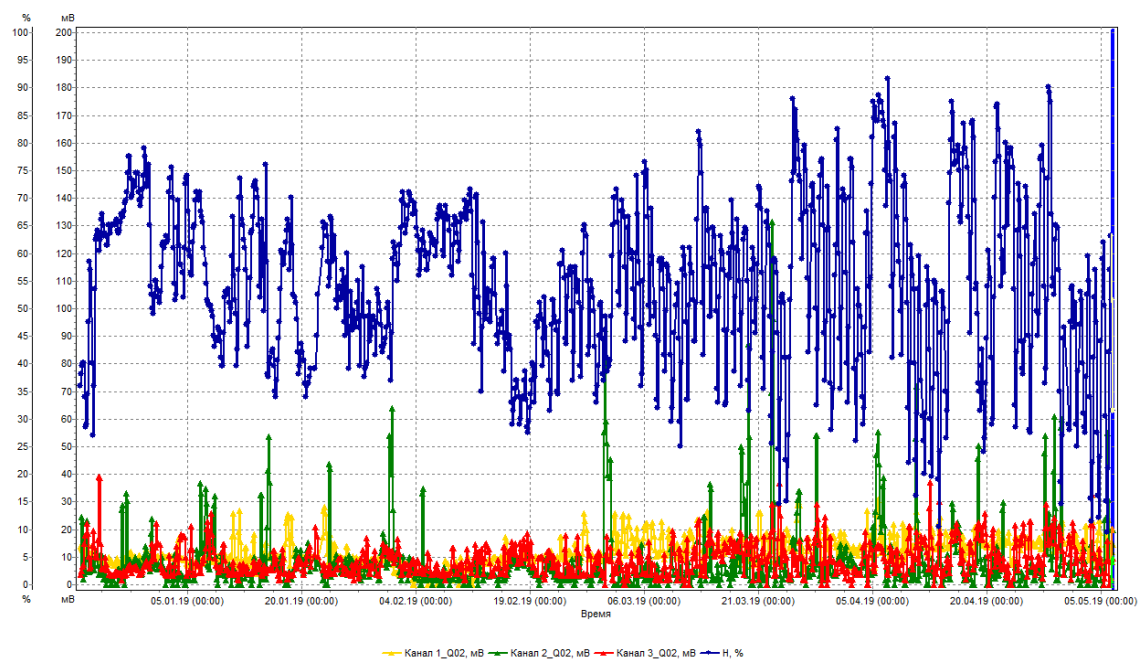


Рисунок 12 - Динамика влажности и амплитуды импульсов

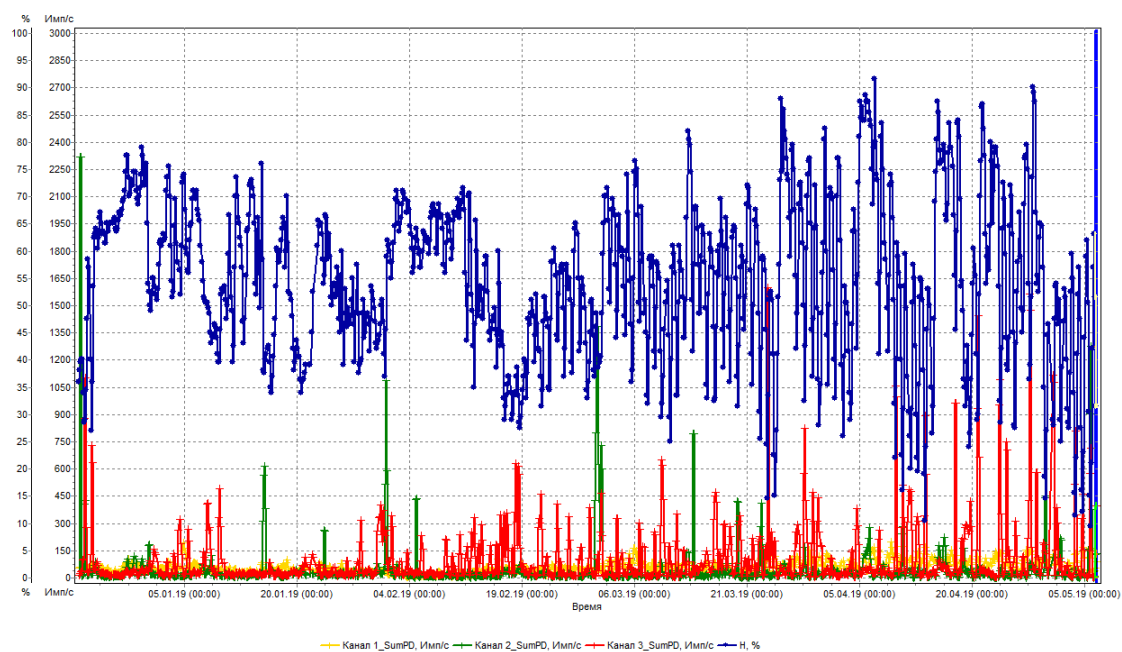


Рисунок 13 - Динамика влажности и суммарного числа импульсов

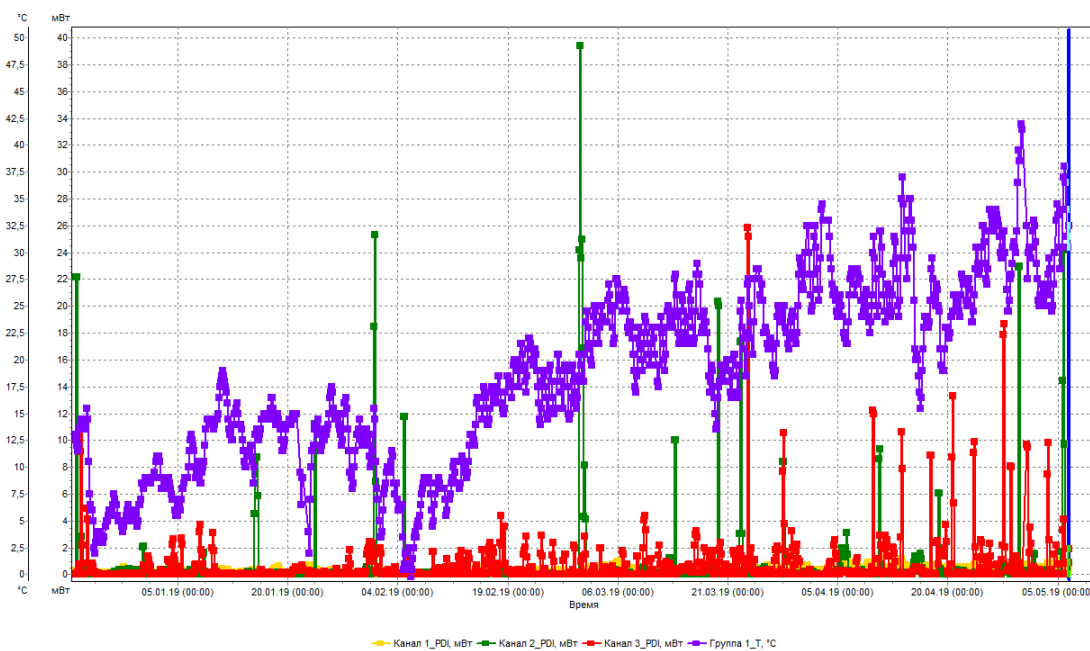


Рисунок 14 - Динамика интенсивности импульсов и температуры ввода

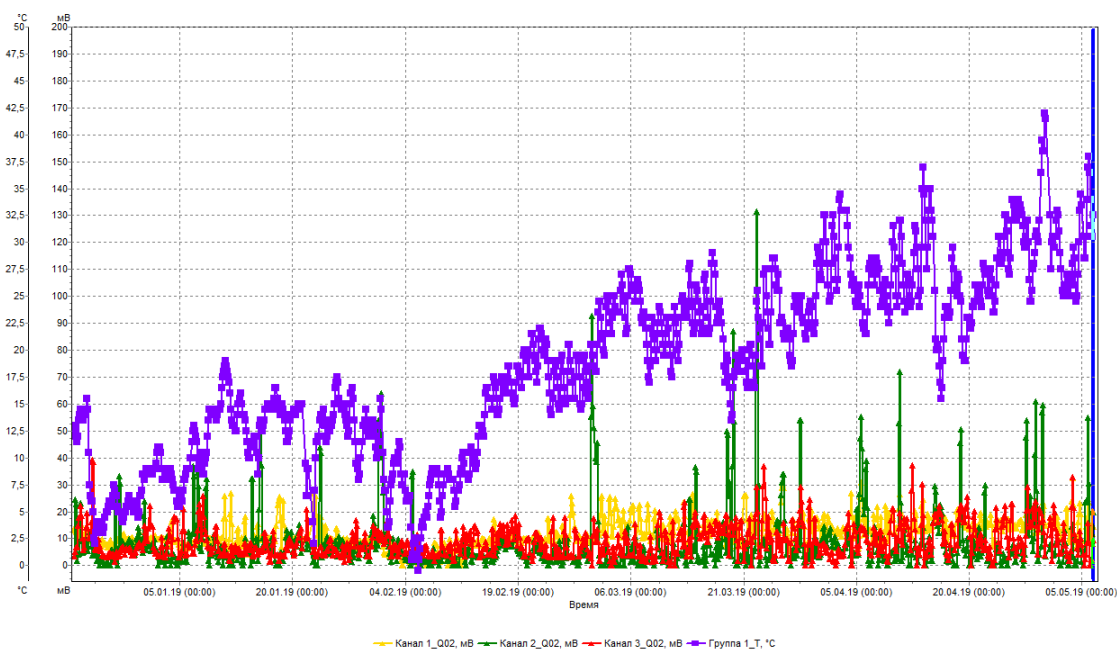


Рисунок 15 - Динамика амплитуды импульсов и температуры ввода

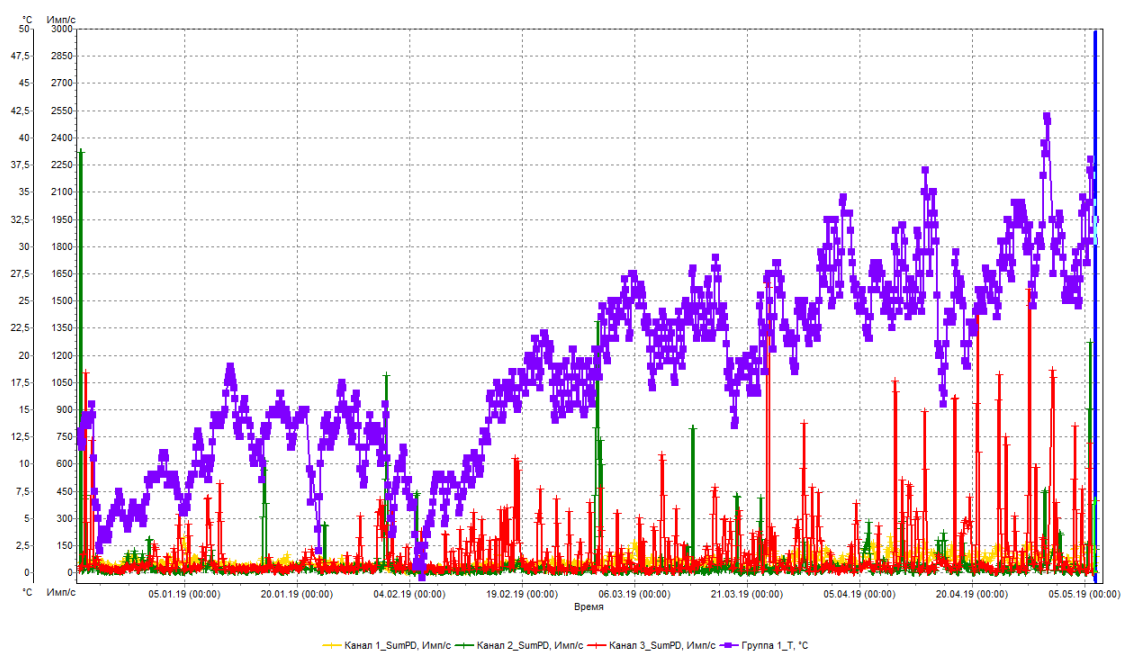


Рисунок 16 - Динамика суммарного числа импульсов и температуры ввода

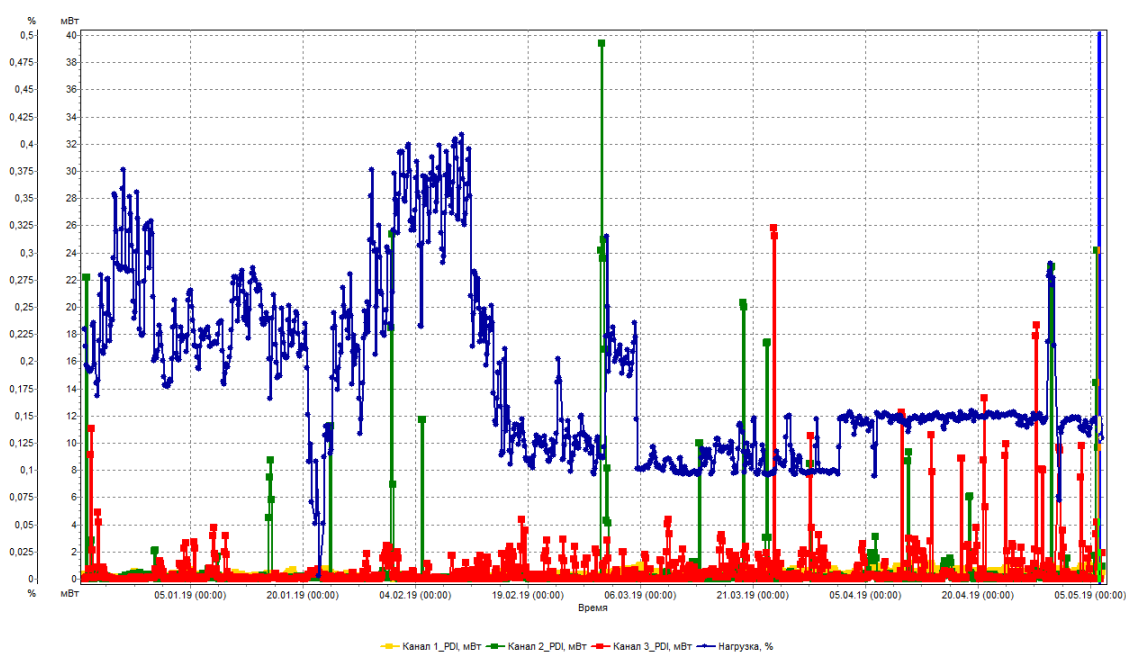


Рисунок 17 - Динамика интенсивности импульсов и нагрузки

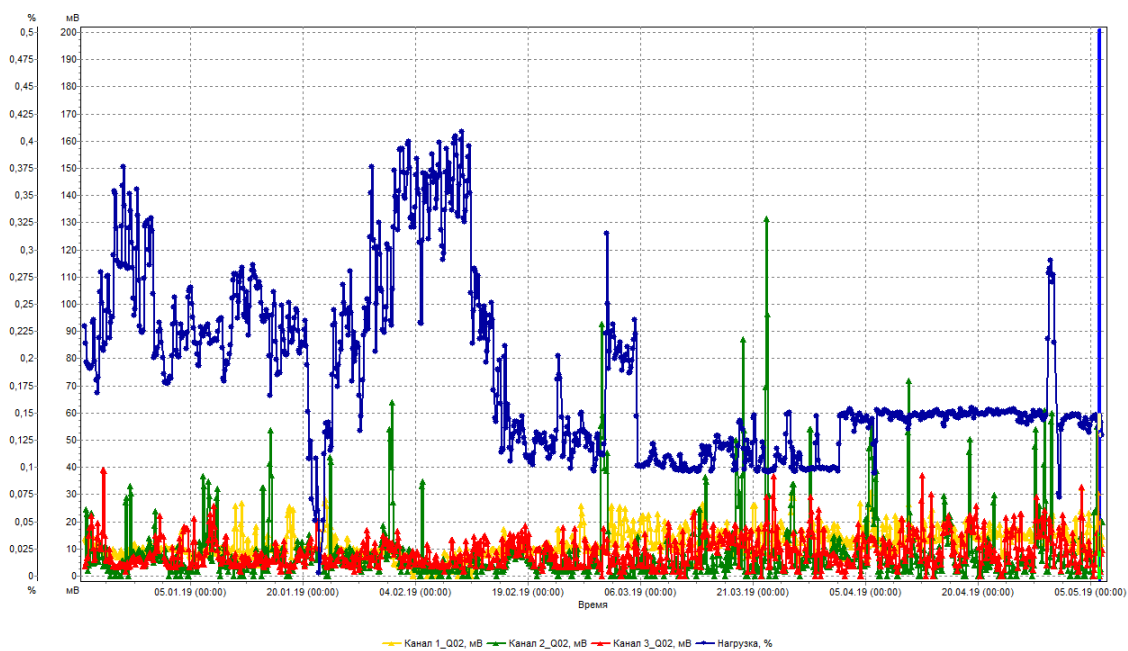


Рисунок 18 - Динамика амплитуды импульсов и нагрузки

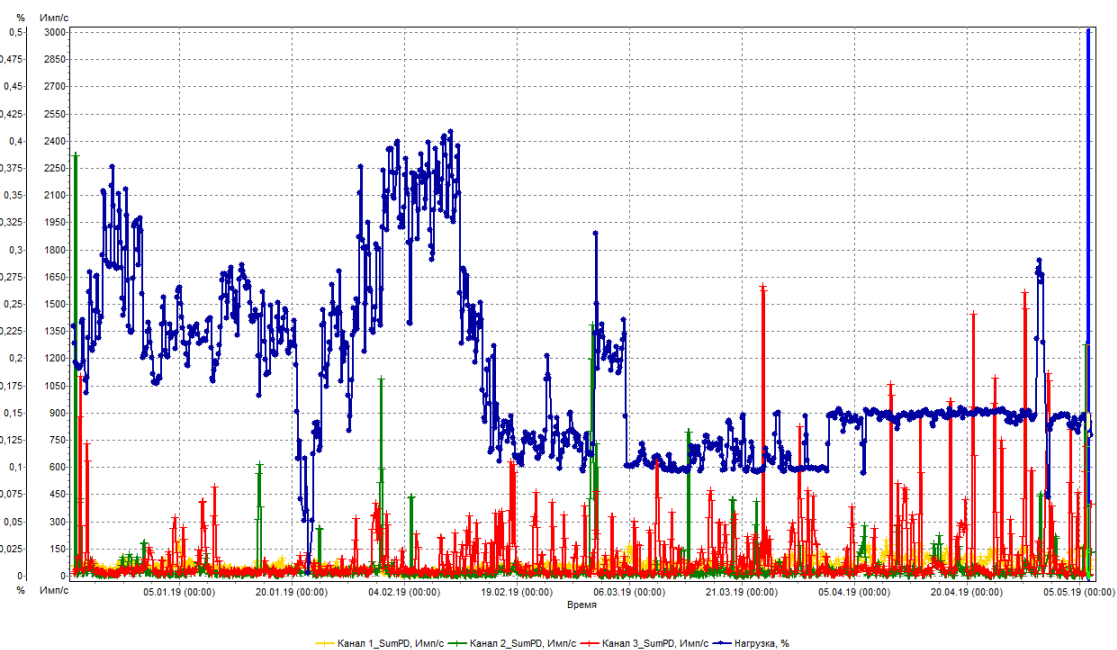
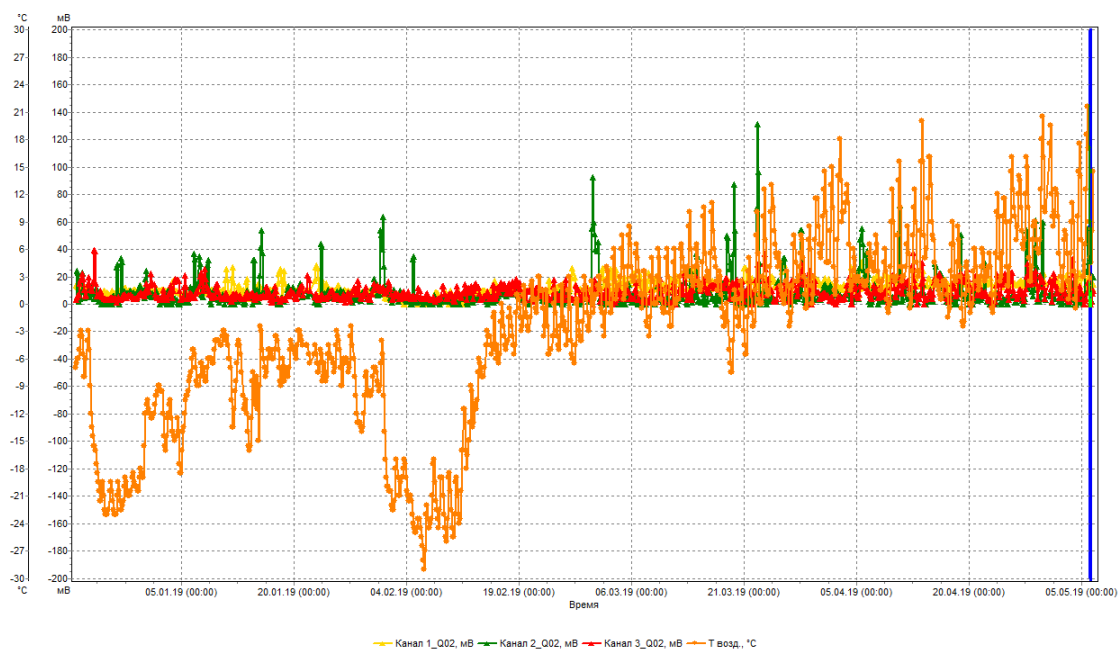
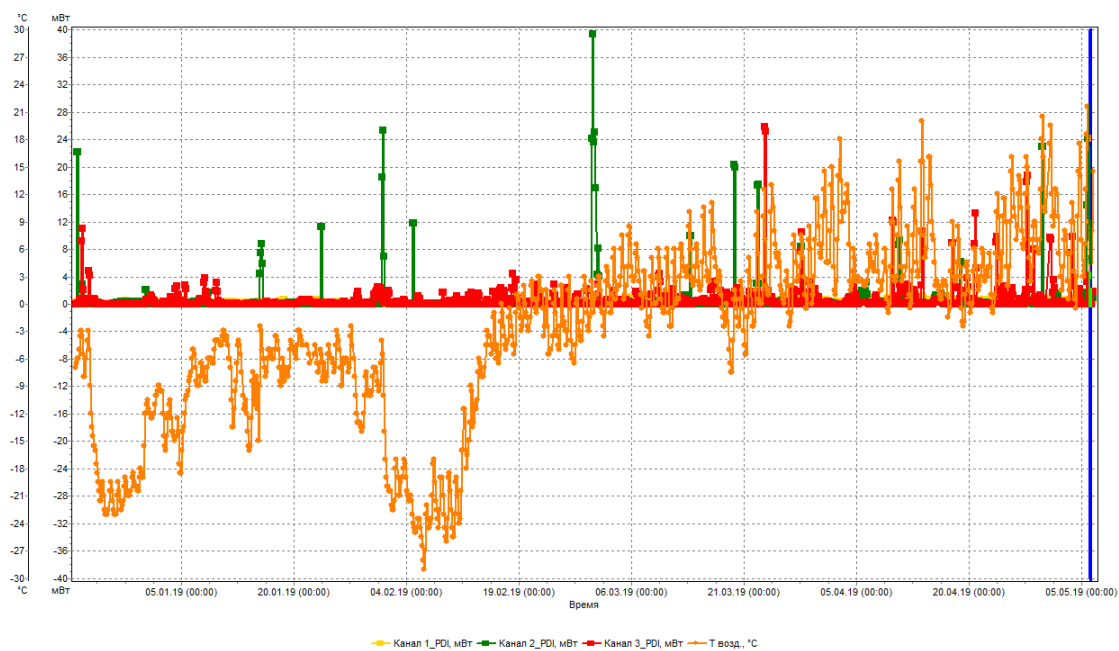


Рисунок 19 - Динамика суммарного числа импульсов и нагрузки



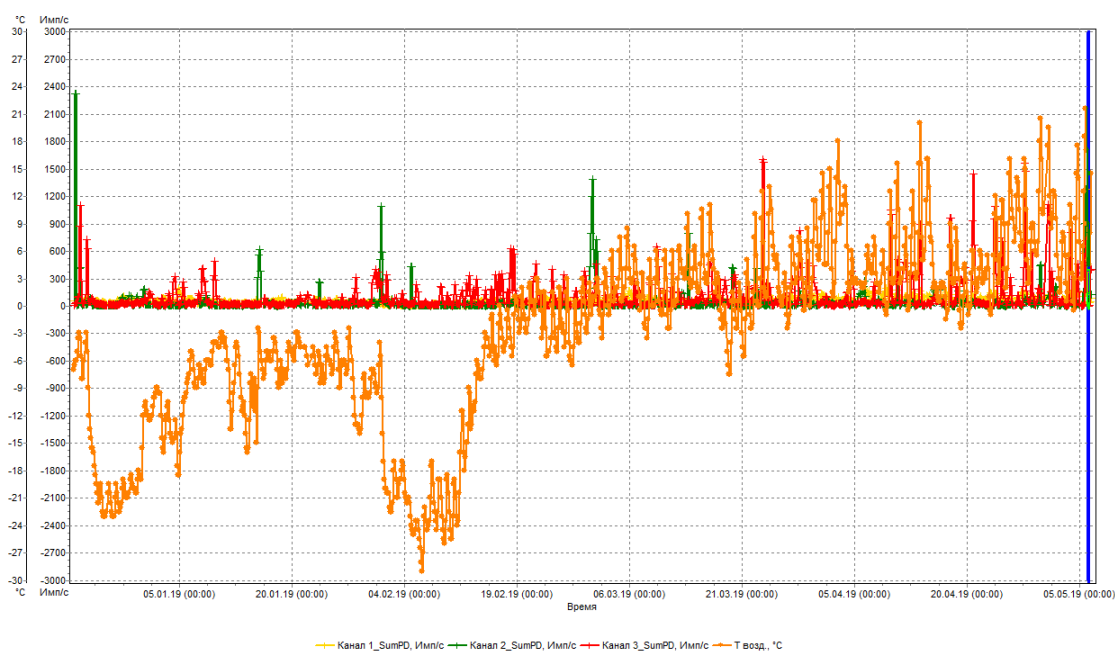


Рисунок 22 - Динамика суммарного числа импульсов и температуры воздуха

4.1 Корреляционный анализ данных мониторинга

Полученные данные можно скопировать в программу Microsoft Excel и там произвести корреляционный анализ.

Корреляционный анализ – популярный метод статистического исследования, который используется для выявления степени зависимости одного показателя от другого. В программе Microsoft Excel имеется специальный инструмент, предназначенный для выполнения этого типа анализа. В таблице 3 представлены результаты корреляционного анализа ЧР по параметрам влажности и температуры воздуха, нагрузки и т.д.

Коэффициент корреляции варьируется в диапазоне от +1 до -1. При наличии положительной корреляции увеличение одного показателя способствует увеличению второго. При отрицательной корреляции увеличение одного показателя влечет за собой уменьшение другого. Чем больше модуль коэффициента корреляции, тем заметнее изменение одного показателя отражается на изменении второго. При коэффициенте равном 0 зависимость между ними отсутствует полностью.

Таблица 3 - Корреляционный анализ

| | Канал 1, Интенсивность импульсов, мВт | Канал 1, Амплитуда интенсивности, мВ | Канал 1, Суммарное число импульсов, Имп/с | Канал 2, Интенсивность импульсов, мВт | Канал 2, Амплитуда интенсивности, мВ | Канал 2, Суммарное число импульсов, Имп/с | Канал 3, Интенсивность импульсов, мВт | Канал 3, Амплитуда интенсивности, мВ | Канал 3, Суммарное число импульсов, Имп/с | Амплитуда Unn, % | Температурный коэффициент КТ, | Температура ввода, °С | Влажность Н, % | Температура возд., °С | Нагрузка, % |
|---|---------------------------------------|--------------------------------------|---|---------------------------------------|--------------------------------------|---|---------------------------------------|--------------------------------------|---|------------------|-------------------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|-------------|
| Канал 1, Интенсивность импульсов, мВт | 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Канал 1, Амплитуда интенсивности, мВ | 0,773 | 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Канал 1, Суммарное число импульсов, Имп/с | 0,925 | 0,578 | 1 | | | | | | | | | | | | |
| Канал 2, Интенсивность импульсов, мВт | 0,099 | 0,062 | 0,088 | 1 | | | | | | | | | | | |
| Канал 2, Амплитуда интенсивности, мВ | 0,205 | 0,147 | 0,160 | 0,697 | 1 | | | | | | | | | | |
| Канал 2, Суммарное число импульсов, Имп/с | 0,090 | 0,062 | 0,072 | 0,816 | 0,507 | 1 | | | | | | | | | |
| Канал 3, Интенсивность импульсов, мВт | 0,307 | 0,197 | 0,296 | 0,056 | 0,140 | 0,071 | 1 | | | | | | | | |
| Канал 3, Амплитуда интенсивности, мВ | 0,272 | 0,204 | 0,239 | 0,091 | 0,288 | 0,093 | 0,553 | 1 | | | | | | | |
| Канал 3, Суммарное число импульсов, Имп/с | 0,317 | 0,190 | 0,309 | 0,079 | 0,169 | 0,100 | 0,937 | 0,605 | 1 | | | | | | |
| Амплитуда Unn, % | -0,073 | -0,033 | -0,047 | 0,084 | 0,083 | 0,041 | -0,033 | -0,072 | -0,053 | 1 | | | | | |
| Температурный коэффициент КТ, | 0,040 | 0,059 | 0,026 | 0,071 | -0,003 | 0,066 | 0,000 | 0,008 | 0,022 | 0,165 | 1 | | | | |
| Температура ввода, °С | 0,603 | 0,586 | 0,522 | 0,062 | 0,083 | 0,034 | 0,191 | 0,164 | 0,198 | -0,103 | 0,121 | 1 | | | |
| Влажность Н, % | -0,133 | -0,081 | -0,160 | -0,189 | -0,151 | -0,158 | -0,359 | -0,345 | -0,443 | -0,145 | -0,143 | -0,227 | 1 | | |
| Температура возд., °С | 0,635 | 0,615 | 0,569 | 0,105 | 0,161 | 0,084 | 0,262 | 0,289 | 0,292 | -0,071 | 0,104 | 0,932 | -0,385 | 1 | |
| Нагрузка, % | -0,429 | -0,499 | -0,380 | -0,045 | -0,091 | -0,028 | -0,159 | -0,227 | -0,178 | 0,089 | -0,026 | -0,659 | 0,246 | -0,793 | 1 |

Проведя корреляционный анализ имеющихся данных можно установить, что интенсивность импульсов и амплитуда импульсов каждой фазы связана прямой зависимостью. Коэффициент корреляции связи интенсивности и амплитуды фазы А равен 0,773, в фазе В коэффициент равен 0,697 и в фазе С равен 0,552. Заметим, что связь в фазе А больше, чем в фазе С, но все так же связь сильная, более 0,5. Данная связь говорит о том, что при повышении интенсивности ЧР амплитуда импульсов не всегда увеличивается, но долгое время может находиться в одних и тех же пределах.

Суммарное число и интенсивность импульсов в одной и той же фазе имеют коэффициенты корреляции в фазах А, В и С 0,925 0,816 и 0,937 соответственно. Это говорит о том, что корреляционная связь, между данными величинами, прямая и очень тесная. То есть при высокой интенсивности ЧР в одной фазе суммарное число импульсов этой же фазы неминуемо возрастет.

Если сравнивать интенсивность импульсов и амплитуду импульсов разных фаз, то степень корреляции будет низкой. Так связь интенсивности ЧР фазы А и амплитуды ЧР фазы В имеет коэффициент корреляции 0,205, а между фазами А и С 0,272, связь фаз В и С вовсе составляет 0,09, что соответствует самой слабой связи. Это оговорит о том, что увеличение интенсивности ЧР в одной фазе очень слабо связана с увеличением амплитуды ЧР в соседних фазах.

Так же прямая, но очень слабая связь наблюдается в интенсивности импульсов соседних фаз. Это говорит о том, что повышение или понижение интенсивности ЧР в одной фазе никак не отражается на другой фазе.

Как связь интенсивности ЧР разных фаз, также связь амплитуды разных фаз и суммарного числа ЧР разных фаз, будет очень низкой. Всё это говорит о том, что значение одной фазы на другую фазу малозначительны.

Чего не скажешь о связи температуры окружающей среды и температуры вводов, а также связи температуры и происхождением ЧР.

Сравним зависимость ЧР от температуры воздуха. Коэффициент корреляции интенсивности ЧР фазы А и температуры равен 0,635, что

соответствует прямой и сильной связи. Связь температуры и интенсивности импульсов в фазах В и С намного ниже фазы А. Мы можем только предполагать с чем это связано, так как очень важная деталь — это настройка и калибровка датчиков на холодном трансформаторе. В следствии этого может быть очень большая погрешность в расчетах данных.

Коэффициент корреляции между влажностью и температурой воздуха равен -0,385. Отрицательный коэффициент свидетельствует о том, что связь между этими параметрами обратная, т.е. при повышении одной величины другая величина уменьшается. Так как коэффициент по модулю ниже 0,4 значит, что связь параметров ниже среднего.

Так как связь температуры и ЧР прямая, а связь температуры и влажности воздуха обратная, следовательно, связь влажности и регистрацией ЧР так же является обратной. При падении влажности воздуха, которая происходит при повышении температуры, происходит повышение интенсивности, амплитуды и суммарного числа ЧР. Коэффициент связи низкий и значения по модулю не выше 0,45 — это означает что связь этих параметров ниже среднего.

При проведении корреляционного анализа между нагрузкой трансформатора и параметрами ЧР обнаружилась обратная связь. Причем стоит заметить, что нагрузка на данной подстанции и трансформаторе 2Т в летний период уменьшается. Данная подстанция принадлежит котельной, которая поставляет тепло потребителю в холодное время года. В следствии этого заметим, что нагрузка уменьшилась при переходе на неотопительный период. Об этом свидетельствует обратная связь с температурой воздуха, коэффициент которой равен -0,792. Данная величина говорит о том, что связь очень тесная.

Коэффициент корреляции между нагрузкой и интенсивностью ЧР не превышает -0,5, следовательно, связь данных параметров ниже среднего. По данным, которые были получены за 4,5 месяца, поэтому коэффициенты

корреляции варьируются очень сильно. Это может быть следствием того, что требуется калибровка датчиков и длительный сбор данных.

В результате исследований, проведенных на трансформаторе, установлено, что параметры изменяются в течение года.

При проведении корреляции обнаружилось подтверждение обратной зависимости увеличения интенсивности ЧР от влажности воздуха, а также прямой связи от повышения температуры трансформатора. Заметим, что влажность находится в обратной зависимости от температуры окружающей среды. Исследование показало, что интенсивность ЧР находится в обратной зависимости от нагрузки, хотя степень корреляции низкая.

Анализируя данные и результаты измерений можно констатировать, что наибольшая интенсивность ЧР наблюдается весной, в основном в марте, при таянии снега и переходе от отрицательных температур к положительным, а также наоборот, когда появляется изморозь интенсивность и амплитуда ЧР возрастает. Так же присутствует зависимость от влажности воздуха.

В программе системы контроля изоляции (SKI) есть вкладка фазовая диаграмма. Эта вкладка представляет собой двумерный график тренда амплитуды U_{nn} или температурного коэффициента U_{nn} в полярных координатах, где в качестве угловой координаты выступает фазовый сдвиг [16, 17].

Диаграмма разбита на цветные сектора. Цвет сектора обозначает принадлежность к конкретной фазе: желтый - фаза А, зеленый - фаза В, красный - фаза С. Если точка попадает в сектор, расположенный вдоль своей фазы, то это означает изменение сопротивления данной фазы. Если же точка попадает в сектор, расположенный перпендикулярно к оси своей фазы, то это – изменение емкости данной фазы.

На приведенной фазовой диаграмме на рисунках 23, 24 зеленым цветом выделен сектор емкости фазы В. Следовательно данные, собранные в период наблюдений, показывают, что в емкости фазы В происходят изменения, которые не выходят за пределы 5% по амплитуде U_{nn} .

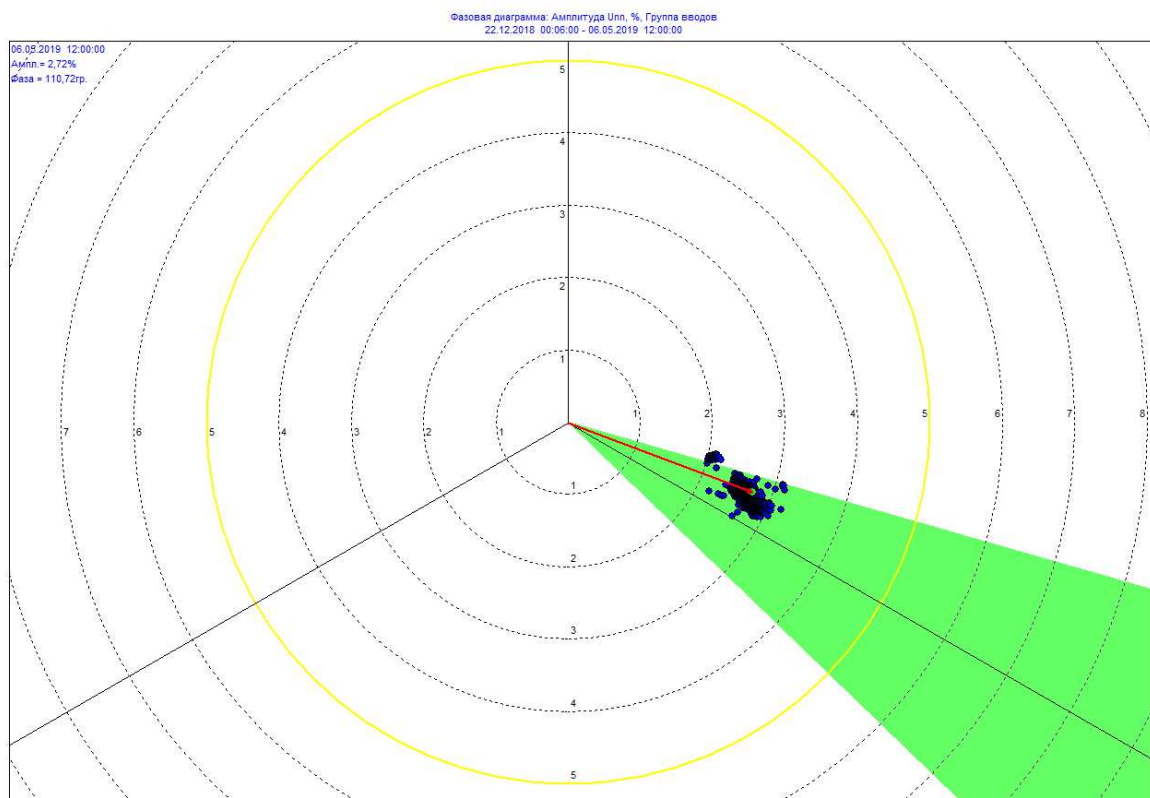


Рисунок 23 - Фазовая диаграмма Амплитуды Unn, %

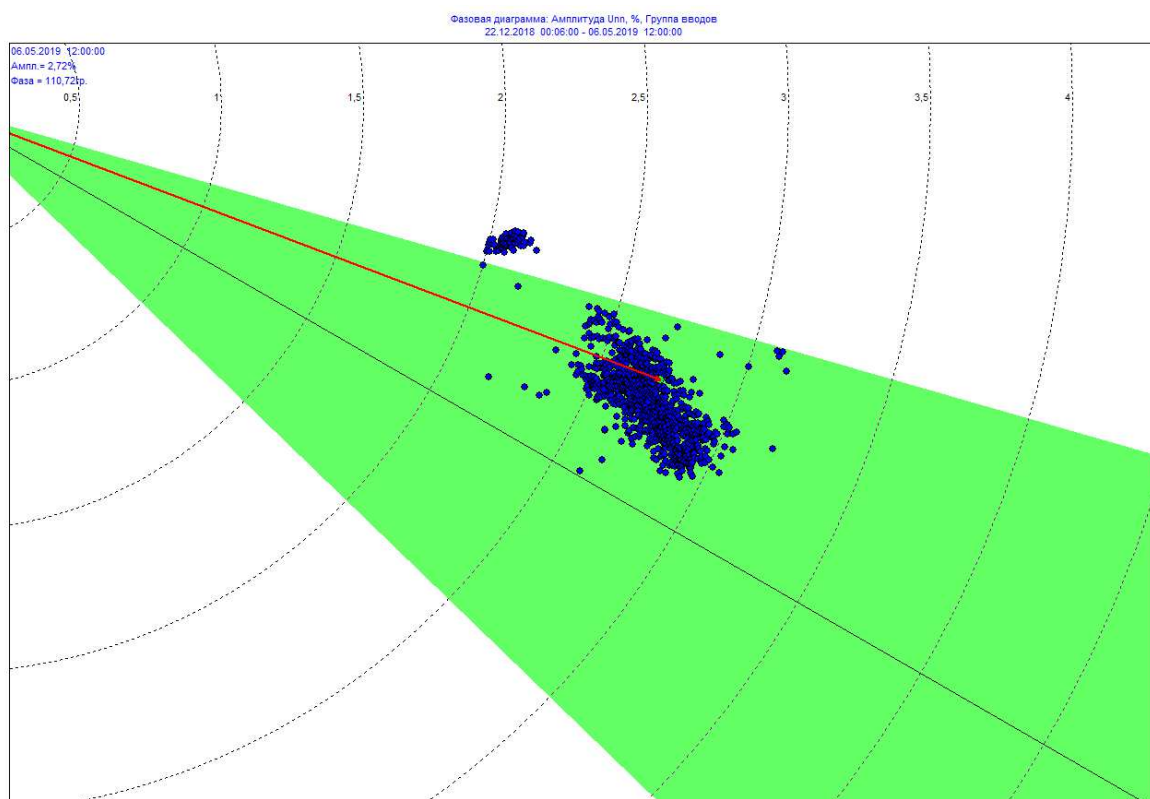


Рисунок 24 - Фазовая диаграмма Амплитуды Unn, % (Увеличенно)

4.2 Регрессионный анализ данных мониторинга

Для того чтобы постараться предсказать поведение ЧР в высоковольтных вводах трансформатора, был проведен простой регрессионный анализ [9]. Такой вид анализа позволяет представить данные в виде графиков подбора, графиков остатков и нормального распределения.

Из разных типов простой регрессии была выбрана линейная регрессионная модель. Уравнение данного типа имеет вид:

$$y = bx + a \quad (1)$$

где a и b – оценки параметров α и β регрессионной модели, которые следует найти.

Для начала провели регрессионный анализ между данными параметра влажности воздуха и интенсивностью ЧР фазы А.

На рисунке 25 представлен график подбора зависимости интенсивности импульсов фазы А от влажности воздуха. На рисунке 26 представлен график остатков для этого случая.

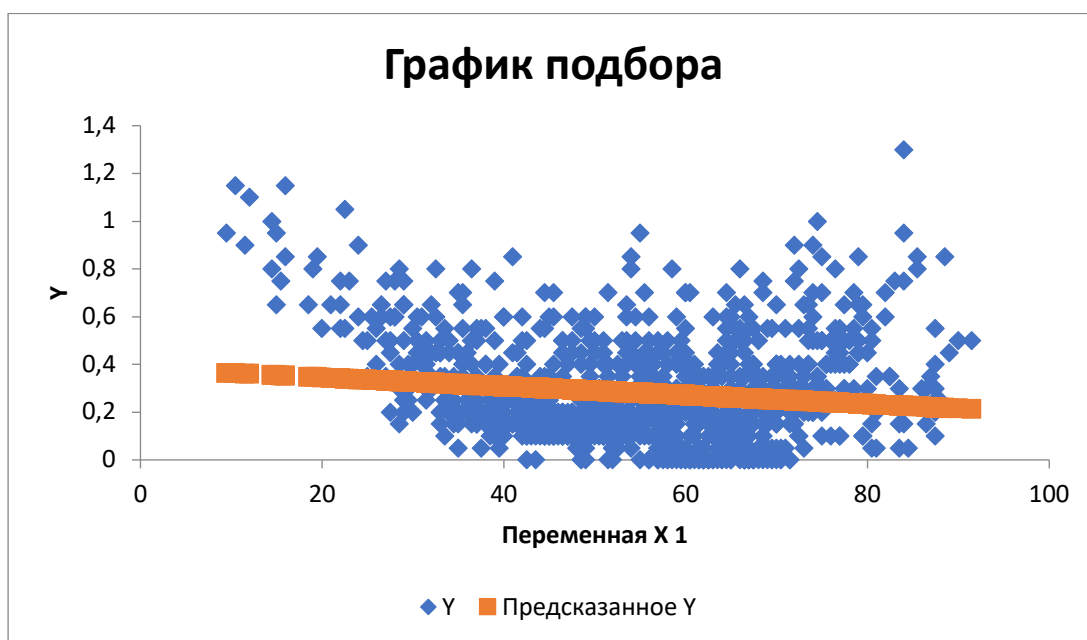


Рисунок 25 - график подбора зависимости интенсивности импульсов фазы А от влажности воздуха

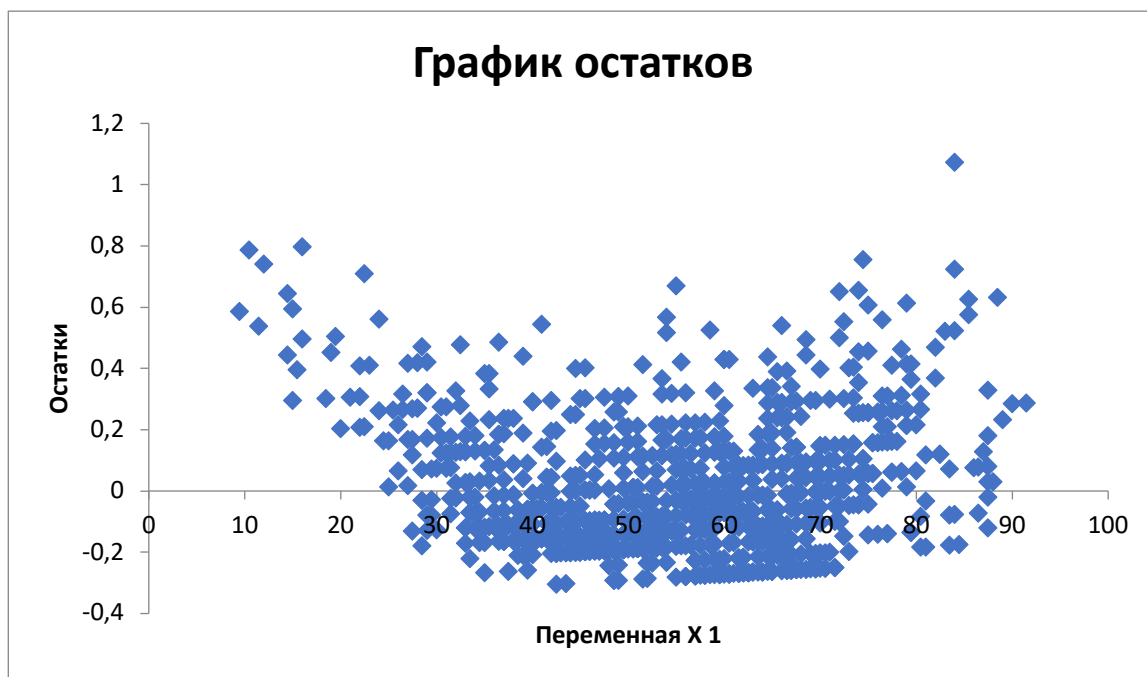


Рисунок 26 - график остатков зависимости интенсивности импульсов фазы А от влажности воздуха

Было рассчитано уравнение линейной регрессии (1) для данного случая:

$$y = -0,35 x + 78,18$$

Уравнение демонстрирует обратную зависимость интенсивности импульсов фазы А от влажности воздуха. Это можно объяснить тем, что при повышении температуры воздуха - влажность воздуха уменьшается.

Затем провели анализ параметров температуры воздуха и интенсивностью ЧР фазы А.

На рисунке 27 представлен график подбора зависимости интенсивности импульсов фазы А от температуры воздуха. Стоит заметить, что линейная зависимость возрастает.

На рисунке 28 представлен график остатков зависимости интенсивности ЧР фазы А от температуры воздуха.

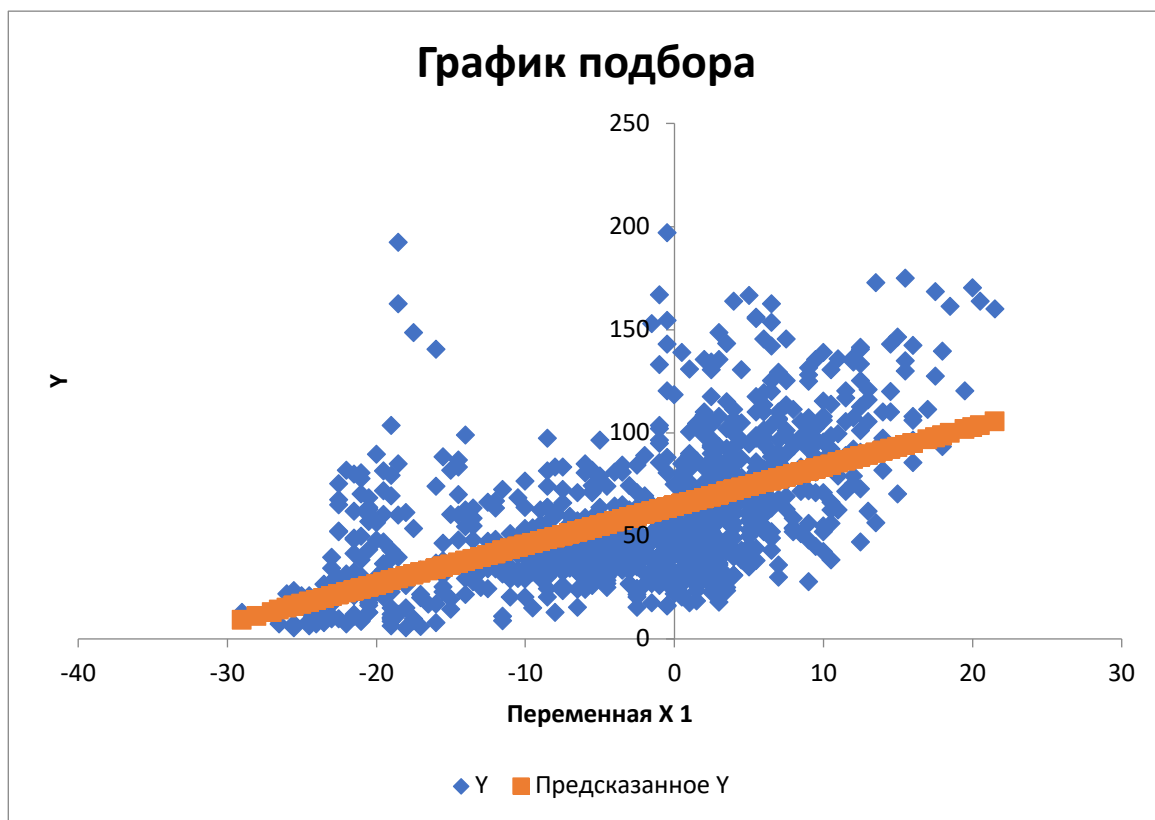


Рисунок 27 - график подбора зависимости интенсивности импульсов фазы А от температуры воздуха

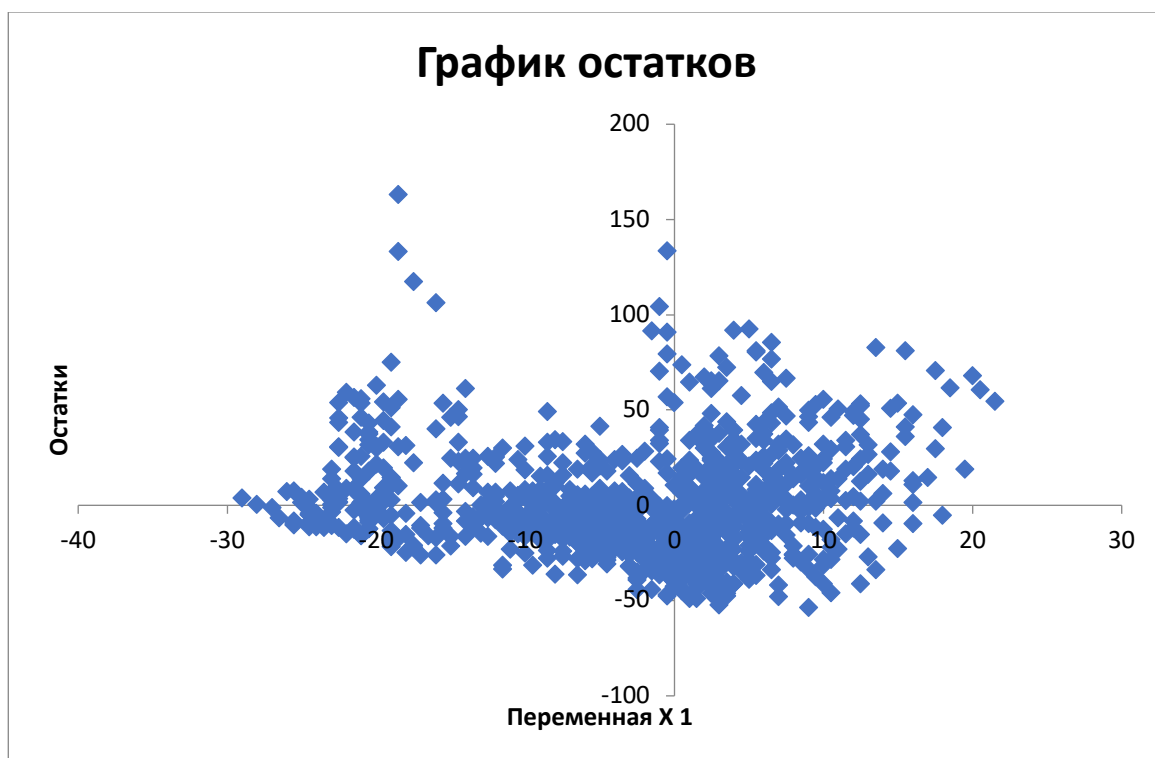


Рисунок 28 - график остатков зависимости интенсивности импульсов фазы А от температуры воздуха

Получили уравнение линейной регрессии (1) со значениями:

$$y = 1,9x + 64,52$$

В уравнение коэффициент при x положительный, что говорит о прямой связи данных параметров. При повышении температуры воздуха незамедлительно вырастает и температура вводов, что приводит к повышению интенсивности ЧР.

Из графиков, представленных выше, видно, что погрешность при подборе линейного уравнения значительна. Следовательно, вместо линейной регрессии следует бы применить регрессию более сложного вида.

5. Эффективность внедрения АСМД

5.1 Определение ущерба от аварии на силовых трансформаторах

Для высоковольтных силовых трансформаторов аварии – нередкое явление из-за отрицательных внешних воздействий, хотя они довольно надёжны в использовании ввиду отсутствия вращающихся деталей.

Стоит обратить внимание на то, что высоковольтные силовые трансформаторы электрических сетей и системы электроснабжения стареют и изнашиваются. По данным ПАО «ФСК» степень трансформаторного оборудования, который превышает нормативный период использования составляет более 60% [10].

Стремление избежать выхода из строя больших трансформаторов, поиск дефектов и опасных режимов работы вполне естественны, потому что при поломке крупного трансформатора затраты энергокомпании могут составить десятки миллионов рублей.

Чтобы достичь такого эффекта необходимо применение АСМД силовых трансформаторов. Современные методы технической диагностики позволяют выявлять разные дефекты без отключения трансформатора от сети.

Это приводит к тому, что сетевая компания не тратит дополнительные средства, как на диагностику трансформаторов с отключением.

АСМД особенно важны как средства перехода к профилактике, оцениваемой по реальному состоянию трансформатора. Профилактика приводит к сокращению расходов на обслуживание, а также продлевает срок службы работающих трансформаторов. Кроме функций выявления дефектов, АСМД за счет применения средств автоматизации могут решать задачи управления режимом силового трансформатора (при дополнительных затратах на установку и настройку дополнительного оборудования), что позволит повысить срок его службы.

Современные многопараметрические АСМД позволяют выявить возникающие в работе дефекты в высоковольтных силовых трансформаторах. Обнаружение на ранней стадии позволяет вовремя принять правильные решения по ликвидации дефектов; обеспечивают высокий коэффициент готовности, сократить или полностью исключить вынужденные простои на ремонт и обслуживание, увеличить межремонтный интервал и качество ремонта, снизить затраты на него, а также продлить срок службы оборудования. Итог такого подхода приведет к тому, что надобность планово-предупредительных и послеаварийных ремонтов сведется к нулю, а обслуживание объектов энергетики будет происходить только по их фактическому состоянию.

Применение АСМД силовых трансформаторов позволяет:

- повысить надежность электроснабжения;
- продлить срок службы оборудования;
- предотвратить выход из строя дорогостоящего оборудования;
- уменьшить количество аварийных ситуаций;
- исключить простои оборудования.

Вполне очевидно, что затраты на АСМД силовых трансформаторов в разы меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя и также намного ниже стоимости нового

электрооборудования, а тем более намного меньше ущербов от развития длительных аварий в районах с высоким уровнем развития промышленности.

5.2 Возможный эффект от применения АСМД

Возможный эффект от применения АСМД для силовых трансформаторов будет складываться из нескольких составляющих:

- уменьшение числа аварийных ситуаций, а следовательно, и уменьшение расходов на ремонт;
- снижения внеплановых отключений электроэнергии в меру ненадобности по оценке состояния трансформаторов;
- своевременный вывод оборудования в ремонт, что снижает риск возникновения аварии, затраты на ремонт и уменьшает время простоя оборудования в ремонте.

Правильное и быстрое выявление возникшего дефекта позволяет вовремя его устранить. Ремонт на месте установки решает проблемы с вводами, насосами, радиаторами охлаждения, разуплотнением, утечками масла, засорением трубок охладителя. Но не все дефекты могут быть устранены на месте. Некоторые возникающие дефекты (перегрев стали, плохая сварка, ослабление прессовки) требуют транспортировки на завод.

По возможному сценарию ремонта трансформатора с повреждением изоляции в одной из обмоток, если дефект не был выявлен своевременно, и повреждение повлекло за собой возникновение дуги, расходы на ремонт возрастут более чем в 2 раза.

Вовремя проведенная диагностика позволяет оценить техническое состояние трансформатора и провести плановый ремонт в критические сроки так, что потери от вывода в ремонт были минимальны.

Очень эффективна многопараметрическая диагностика для трансформаторов, отработавших большой срок службы. Практика показывает, что риск повреждения силового трансформатора начинает заметно возрастать

после 12 - 17 лет эксплуатации и тогда возникает потребность, в системе которая выявит появление дефектов на ранних стадиях.

АСМД очень эффективны и используют самую современную измерительную и вычислительную технику со сложными программами обработки данных. Их сравнения, поиска корреляции между непосредственно не связанными параметрами, регрессионного анализа разных видов и т.п.

Применение эффективных АСМД позволяет, предупреждая аварийный выход из строя крупных трансформаторов, получить большой экономический эффект. Вследствие этого, целесообразно использовать довольно сложные средства измерения. Примерами сложных устройств, использующих самые последние достижения науки и техники, являются акустические и радиочастотные устройства для индикации частичных разрядов и дугообразования внутри бака, а также устройства непрерывного контроля концентрации растворенных в масле газов, и др.

Эффективность применения АСМД можно иллюстрировать примером использования за рубежом. Внедрения установок АСМД силовых трансформаторов в США подтверждает, что энергокомпания экономит в 3-6 раз больше, чем затрачивает на систему контроля, включая периодические измерения на отключенном трансформаторе.

6. Обоснование применения АСМД. выбор оптимальной комплектации, количества датчиков и мест установки АСМД

6.1 Необходимость применения АСМД для силовых трансформаторов

Решение сложной задачи, такой как диагностирование состояния оборудования нуждается во множестве исследований многих контролируемых параметров с учетом особенностей работы объекта подвергающемуся контролю, а также его режимов работы и истории его эксплуатации. Такая

большая переработка информации, невозможна без автоматизации этого процесса. Применение АСМД это отличная возможность сократить затраты на проведение диагностики.

Внедрение «интеллектуальных» систем облегчает труд персонала, повышает эффективность управления режимом и достоверность оценки состояния трансформатора. Особенно эффективно использование АСМД с базами знаний, составленными квалифицированными специалистами по отдельным направлениям диагностики. А также при обучении специального персонала для работы с АСМД.

В зависимости от поставленных задач на предприятии решается оптимизационная задача получения максимальной информации о техническом состоянии объекта контроля при минимально возможном объеме применяемых средств и методов контроля. При такой оптимизации большую роль играет оценка трансформатора на отдельные признаки дефектов и контролируемых параметров трансформатора. Неоднозначно проявляющиеся признаки дефектов имеют частную диагностическую ценность.

Качественная оценка вероятности появления дефекта требует статистического анализа результатов обследования трансформатора за большое количество времени. Так же желательно сравнивать полученные результаты с разных трансформаторов одной и той же мощности.

6.2 Выбор комплектации и количества датчиков

Для выбора комплектации системы TDM существует специальный опросный лист [24] и руководство по выбору [23] для заказа данной системы. От выбора комплектации устройства ТДМ-М и выбора количества датчиков зависит не только объем получаемых данных, но также и погрешность измерений.

В зависимости от целей, поставленных на предприятии - выбирается наиболее подходящая конфигурация. Если есть необходимость проверки

трансформатора на излишнюю вибрацию, то количество датчиков вибрации необходимо увеличить. Чтобы детально изучить на каких частотах вибрация превышает допустимые пределы.

Абсолютно так же поступают и с другими параметрами, за которыми необходимо наблюдение.

Для полноценной оценки состояния трансформатора, кроме увеличенной вибрации, по моему мнению, достаточно установить 9 датчиков: 3 устройства DB-2, которые обязательны для установки; 1 устройство датчика марки IFCT-5A; высокочастотный трансформатор тока в цепи нейтрали первичной обмотки трансформатора; 1 датчик вибрации; 2 термопреобразователя; датчики измерения температуры и влажности окружающей среды.

Стоит заметить, что подобные системы контроля и диагностики стремительно дешевеют, вследствие чего становятся экономически целесообразными для внедрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ПАО «МРСК Сибири» «Хакасэнерго», большой объем электрооборудования, сроки службы которого давно превысили срок службы по нормативным документам.

Вследствие чего, на первый план выходит контроль и оценка индекса технического состояния работающего электрооборудования, выявление дефектов на ранних стадиях их развития, когда стоимость ремонта еще не велика, предупреждение аварийных выходов из строя.

Для наиболее ответственных трансформаторов рекомендуется непрерывный контроль частичных разрядов, диэлектрических характеристик высоковольтных вводов, контроль газов и влаги в масле, состояния устройств РПН устройствами АСМД. Вследствие этого повышаются не только надежность оценки состояния трансформаторов, но также оперативность и точность действий персонала. По итогу всех исследований, повышается надежность электрооборудования в целом, пересматриваются графики плановых ремонтов в зависимости от состояния оборудования.

В выпускной квалификационной работе проанализированы следующие задачи:

- анализ технического состояния и причин повреждаемости трансформаторов;
- анализ результатов использования автоматизированной системы непрерывного контроля силового трансформатора 2Т подстанции «Электрокотельная №1»;
- обоснование введения систем оценки состояния силовых трансформаторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Министерство энергетики Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/node/11201>.
2. Определение индекса технического состояния силовых трансформаторов в процессе их эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/published/str._25-32_0.pdf.
3. Диагностирование технического состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://bstudy.net/708081/tehnika/diagnostirovanie_tekhnicheskogo_sostoyaniya_silovyh_transformatorov.
4. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://brstu.ru/static/unit/journal_smt/docs/number19/117-120.pdf.
5. Прогнозирование эксплуатационной надежности [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/27520/1/TPU171354.pdf>.
6. Диагностика и оценка состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://helpiks.org/1-118355.html>.
7. Анализ автоматизированных методов диагностики силовых трансформаторов напряжением 110-220 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2462/1/Руднев%20В.П._ЭЭТбз_1101.pdf.
8. Постановление правительства РФ от 19.12.2016 N 1401 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://rulaws.ru/government/Postanovlenie-Pravitelstva-RF-ot-19.12.2016-N-1401/>.
9. Дюк В. Обработка данных на ПК в примерах – СПб: Питер, 1997. – 240 с.: ил.

10. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во Стандартов, 1986.
11. ГОСТ 11677-65. Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. М.: Изд-во. Стандартов, 1971.
12. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н., Антипов К.М., Сурба А.С., Чичинский М.И. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации // Электрические станции. 2001. No 9. С. 53-58.
13. Макаревич Л.В., Шифрин Л.Н., Алпатов М.Е. Современные тенденции в создании и диагностике силовых трансформаторов больших мощностей // Изв. Акад. наук. Энергетика. 2008. No 1. С. 45-69.
14. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: НЦ Энас, 2002. 216 с.
15. Силовые трансформаторы: справ. книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. 618 с.
16. Русов В.А. Измерение частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования Екатеринбург: УрГУПС, 2011. — 370 с. — ISBN 978-5-94614-177-2.
17. Русов В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов Пермь: Компромисс, 2012. - 159 с.
18. Вдовико В.Л. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования Новосибирск: Наука, 2007. - 156 с.
19. Частичные разряды в изоляции высоковольтного оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/texts/pdtext.html>.
20. Характеристика TDM-M, брошюра [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/tdmm.pdf>.
21. Система диагностического мониторинга силовых трансформаторов с рабочим напряжением 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dimrus.ru/manuals/trans_monitoring_2018.pdf.

22. TDM система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dimrus.ru/manuals/tdm_cat.pdf.
23. Методическое руководство по выбору технических и программных средств для систем мониторинга силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dimrus.ru/manuals/trans_monitoring.pdf.
24. Опросный лист для заказа системы TDM [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dimrus.ru/manuals/tdm_list.doc.
25. Руководство по эксплуатации TDM (TDMR) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://dimrus.ru/manuals/tdm_um.pdf.
26. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – С.-Пб.: - Энергоатомиздат, 2008 г.
27. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013.
28. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
29. ГОСТ 11677-75 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200004970>.
30. РД 16 363-87 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200055962>.
31. Алексеев, Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009&

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно.
Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в ____1____ экземпляре.

Библиография ____31____ наименование.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« ____ » _____
(дата)

(подпись)

Стальмаков А.С.
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«2» 06 20 19 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Применение АСМД для мониторинга и диагностики силовых
трансформаторов

тема

Руководитель Е.В. Платонова 21.06.19 доцент каф. ЭЭ, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень.

Е.В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник А.С. Стальмаков 19.06.2019 г.
подпись, дата

А.С. Стальмаков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова 20.06.2019 г.
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия